

PROYECTO DE FIN DE GRADO



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA PLANTA EMBOTELLADORA DE AGUA

Autor: Guillermo Aucejo Franco

Tutor: Miguel García Martínez

Grado: Ingeniería Eléctrica

Fecha: Junio de 2018



ÍNDICE

MEMORIA DESCRIPTIVA.....	3
1 - OBJETO.....	4
2 - JUSTIFICACIONES.....	6
2.1 - JUSTIFICACIÓN ACADÉMICA Y SOCIAL.....	6
2.2 - JUSTIFICACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA.....	6
2.3 - JUSTIFICACIONES LEGALES Y SUBVENCIONES.....	7
3 - EMPLAZAMIENTO.....	8
3.1 - CLIMATOLOGÍA.....	8
4 - DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN.....	10
4.1 - RECEPTORES DE LA INSTALACIÓN.....	10
4.4 - POTENCIA INSTALADA Y ESTUDIO DEL CONSUMO.....	19
4.2 - OBTENCIÓN DE LA RADIACIÓN MENSUAL.....	21
4.3 - CÁLCULO DEL COEFICIENTE MÁS DESFAVORABLE (CMD).....	23
5 - ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN.....	24
5.1 - ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN.....	24
5.2 - MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	25
5.2.1 - FUNCIONAMIENTO.....	25
5.2.2 - TIPOS.....	26
5.2.3 - DISPOSICIÓN.....	27
5.3 - REGULADOR.....	27
5.3.1 - FUNCIONAMIENTO.....	27
5.3.2 - TIPOS.....	28
5.4 - BATERÍAS.....	29
5.4.1 - FUNCIONAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS.....	29
5.4.2 - TIPOS.....	30
5.5 - INVERSOR/CARGADOR.....	30
5.6 - GRUPO ELECTRÓGENO.....	31
5.6.1 - FUNCIONAMIENTO.....	31
5.6.2 - TIPOS.....	31
5.7 - PROTECCIONES, CABLEADO Y CONEXIONES.....	32

6 - DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.	33
6.1 - SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	33
6.2 - SELECCIÓN DE LOS ACUMULADORES.	34
6.3 - SELECCIÓN DE LOS REGULADORES.	35
6.4 - SELECCIÓN DE LOS INVERSORES.	36
6.5 - SELECCIÓN DEL GRUPO ELECTRÓGENO.	37
6.6 - SELECCIÓN DEL CABLEADO.	38
6.7 - SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES.	39
6.8 - SELECCIÓN DE LA PUESTA A TIERRA.	42
6.9 - SELECCIÓN DEL CABLEADO DE PROTECCIÓN Y PUESTA A TIERRA.	44
6.10 - SELECCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS, SOPORTES, ORIENTACIÓN Y SEPARACIÓN ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	45
6.10.1 – SUPERFICIE OCUPADA Y SOBRECARGAS.	48
7 - ESTUDIO ECONÓMICO.	51
7.1 - COSTE DE LA INSTALACIÓN.	51
7.2 – COSTE DEL WATIO PICO (Wp) INSTALADO.	53
7.3 - COSTE A LOS 25 AÑOS.	53
7.4 - COSTE A LOS 40 AÑOS.	55
7.5 - RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN EN 25 Y 40 AÑOS.	56
7.6 - AMORTIZACIÓN.	57



MEMORIA DESCRIPTIVA

1 - OBJETO.

La finalidad del presente proyecto consiste en la realización del estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica aislada de la red para una planta o fábrica embotelladora de agua. Dicha instalación tendrá que ser capaz de abastecer a todos los receptores del emplazamiento, los cuales son la mayoría maquinarias industriales de gran potencia, sin necesidad de recurrir a la energía eléctrica de la red.

El proyecto se ha realizado conforme con la normativa en vigor, y concretamente según lo establecido en el Reglamento de Baja Tensión (REBT).

Para la elaboración de proyecto se ha tenido en cuenta, además, lo reflejado en el "Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red" del IDAE.

Este emplazamiento en cuestión se trata de la planta embotelladora "Agua de Bejís", situada anexa al manantial de agua y a 3 kilómetros aproximadamente del municipio que le da nombre, en la provincia de Castellón. Esta mediana industria realiza en envasado y distribución del agua emergente del manantial a nivel nacional. Como es de suponer, la realización de estas labores conlleva el empleo de maquinaria de gran potencia, con lo cual los consumos eléctricos mensuales serán muy elevados lo que provoca que el dimensionamiento de la instalación sea de igual manera elevado.

La jornada laboral de la planta embotelladora consta de tres turnos de 8 horas repartidos en las 16 horas diarias en la que está abierta la planta; un turno de mañanas, uno de tardes y uno a jornada partida. No obstante, la maquinaria instalada se desconecta en contadas ocasiones ya que si esta se desconectara y conectara diariamente el consumo eléctrico aumentaría notablemente; por lo tanto, siempre se dispone de personal cualificado para la supervisión de la maquinaria y vigilancia del recinto, cuando la jornada laboral ha terminado.

Para poder abastecer a esta gran industria se requiere disponer de 440 módulos fotovoltaicos modelo TSM-DE14A (II) - 375 policristalinos, repartidos en los 1986 m² de cubiertas plana y a dos aguas, de los que dispone la planta embotelladora. Por lo tanto, teniendo en cuenta que la potencia nominal de un módulo fotovoltaico es de 375 W, la potencia instalada será de 165000 W.

Para poder administrar la energía generada por los módulos fotovoltaicos, es necesario la colocación de reguladores de búsqueda de máximo rendimiento de potencia. En este caso se colocarán 22 reguladores modelo MPPT 250V 100A Victron Smart Solar. Al disponer de un gran número de reguladores de carga, se hace imprescindible la

interconexión de estos, mediante cable UTP. La configuración de estos elementos será realizada de tal manera que uno de los reguladores sea el “maestro” y los 21 restantes sean “esclavos”; es decir el regulador elegido como “maestro” será el encargado de dirigir a los restantes para que realicen las mismas funciones que él. Por lo tanto, a la hora de la manipulación de los reguladores, únicamente deberemos establecer la configuración de los parámetros deseados, en un regulador.

Por otro lado, se instalarán 11 inversores cargadores modelo Quattro 48/15000 de la marca SCHNEIDER que posee una potencia nominal 15 KW que proporcionará una salida en corriente alterna 230 V 50 Hz. Estos elementos son los encargados de gestionar toda la instalación, es decir, cuando el nivel de carga de las baterías está por debajo del límite de descarga que nos fija el fabricante (30%), permite que el grupo electrógeno entre en funcionamiento para la carga de éstas. Otra de las funciones que gestionan los inversores, es la disminución de la frecuencia para el suministro de mayor tensión cuando los receptores demanden mayor cantidad de energía, permitiendo así un uso eficiente de la instalación aislada fotovoltaica.

De igual modo que en el caso de los reguladores, se hace necesaria la misma interconexión de los inversores mediante cable UTP, permitiendo el control de todos los inversores con la manipulación de un solo inversor establecido como “maestro”.

Además, para poder dotar a la instalación de un sistema de acumulación de energía se instalarán 168 baterías modelo BAE Secura PVS solar 26 PVS 4940 (C72) con 3 días de autonomía y una profundidad máxima de descarga de un 70%.

Finalmente, para dotar a la instalación de mayor fiabilidad y reducir considerablemente el número total de baterías que, como veremos en el proyecto, son los elementos que suponen el mayor coste de la instalación, instalaremos un grupo electrógeno de 220 kW modelo Cabager motor Cummins. Cabe recalcar, que como se ha mencionado anteriormente, el grupo de inversores gestionaran la puesta en marcha de este elemento, cuando el nivel de carga de las baterías sea inferior al establecido por el fabricante.

Este proyecto, únicamente está realizado con fines académicos para la obtención del título del Grado de Ingeniería Eléctrica, por lo que no está previsto la implantación de la instalación solar aislada fotovoltaica en la vida real.

2 - JUSTIFICACIONES.

2.1 - JUSTIFICACIÓN ACADÉMICA Y SOCIAL.

La realización de este proyecto pretende mostrar por parte del alumno los conocimientos adquiridos durante el transcurso del Grado en Ingeniería Eléctrica y concretamente en el campo de las energías renovables. Se pretende demostrar las destrezas adquiridas a la hora de la toma de decisiones ante diversas alternativas, además de contratiempos que se puedan dar a lo largo del proyecto.

Atendiendo a una cuestión social, se basa en reducir las emisiones de gases contaminantes y hacer un uso más eficiente de la energía. Para ello, la energía solar fotovoltaica es una buena solución ya que las emisiones de CO_2 a la atmósfera son nulas.

Por otro lado, la implementación de este tipo de instalaciones puede promover a otras empresas a llevar a cabo estos proyectos con el fin de realizar un bien social y una mejora más eficiente y sostenible de la energía. Además, gracias a determinados elementos de este tipo de instalaciones, se evita la necesidad de electrificar la zona con el fin de hacerle llegar energía eléctrica a la empresa, con lo que se evita además un impacto ambiental visual.

2.2 - JUSTIFICACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA.

Por mediación del siguiente documento se pretende conseguir llegar a alcanzar un proyecto estable y seguro cumpliendo todas las normativas exigentes, intentando alcanzar una armonía entre el precio de la ejecución de la obra, frente a la explotación, seguridad y mantenimiento.

La elaboración del presupuesto para este trabajo final de grado ha sido comparada entre diferentes empresas suministradoras de material obteniendo un precio competitivo a la vez que viable económicamente por parte del cliente para la ejecución del mismo.

Los fabricantes de placas solares nos garantizan un rendimiento de los módulos del 80% a los 25 años, el cual es un rendimiento razonablemente elevado que hace viable técnicamente la instalación.

2.3 - JUSTIFICACIONES LEGALES Y SUBVENCIONES.

Se deberá tener en cuenta la normativa y legislación aplicable a este tipo de instalaciones. Entre ellas se encuentran:

- **Real Decreto 1955/2000**, por donde se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 647/2011**, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.
- **Real Decreto 1544/2011** sobre tarifas de acceso a productores, en régimen ordinario y especial.
- **Real Decreto 661/2007**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Orden IET/3586/2011** por el que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de Enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- **Real de Decreto-ley 1/2012** en el que se procede a la supresión de incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica.
- **Real Decreto-ley 9/2013** de medidas urgentes en el sistema eléctrico y sector financiero.
- **Orden IET/221/2013**.
- **Orden HAP/703/2013** que aprueba el modelo 583 "Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y pagos fraccionados".
- **Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006)**.
- **Guía Técnica de aplicación instalaciones generadoras de Baja Tensión (BT – 40)**.

Actualmente no existe ninguna ayuda en vigor, ya que desde 2013 no ha habido ningún tipo de subvención destinada a instalaciones solares fotovoltaicas aisladas.

3 - EMPLAZAMIENTO.

La instalación solar fotovoltaica se dará lugar en la cubierta de la nave industrial situada en el término municipal de Bejís, en la provincia de Castellón.



ILUSTRACIÓN 1. GOOGLE EARTH

La ubicación concreta de la planta embotelladora de agua es la siguiente:

1. Longitud: 0° 43' 58.874'' O
2. Latitud: 39° 55' 27.61'' N
3. Elevación sobre el nivel del mar: 830 m

En el apartado "Planos" **ANEXO 4** se indica más información sobre la localización facilitando los siguientes planos:

1. Plano de situación
2. Plano de ubicación

3.1 - CLIMATOLOGÍA.

Hay que tener muy presente que los aparatos que se dispondrán en la futura instalación tienen una temperatura ambiente de trabajo máxima que, si se supera, se reducirá la vida útil y el rendimiento de éstos. Por lo general, en las fichas técnicas de los productos que ofrecen los fabricantes, está reflejada dicha temperatura y generalmente es de 25°C. En el apartado "*Fichas Técnicas*" **ANEXO 3** podremos comprobarlo; además, en el *Gráfico 1* observamos que en ningún mes del año se supera dicha temperatura.

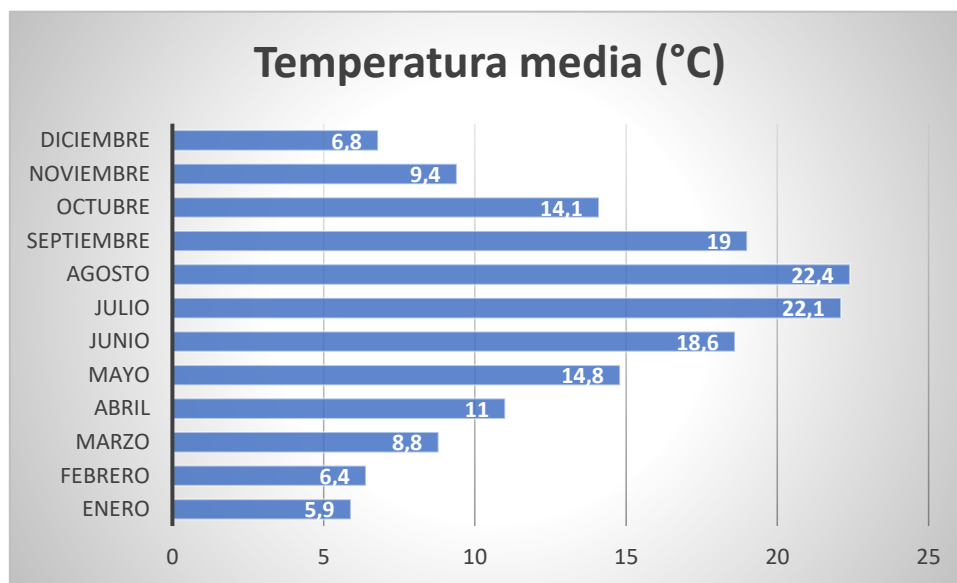


GRÁFICO 1. TEMPERATURA MEDIA EN BEJÍS

Los valores de temperatura anual del municipio de Bejís han sido obtenidos de la página web “climate-data.org”. (<https://es.climate-data.org/location/226404/>)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	5.9	6.4	8.8	11	14.8	18.6	22.1	22.4	19	14.1	9.4	6.8
Temperatura mín. (°C)	1.9	2.3	3.8	6.1	9.8	13.7	17	17.4	14.1	9.3	4.7	2.3
Temperatura máx. (°C)	9.9	10.6	13.8	16	19.8	23.6	27.2	27.4	23.9	18.9	14.1	11.3

TABLA 1. CLIMATE-DATA.ORG

En la *Tabla 1*, comprobamos que la temperatura media mensual no supera los 25°C máximos establecidos por los fabricantes de los componentes de la instalación para su correcto funcionamiento.

No obstante, ocasionalmente puede darse el caso de que esa temperatura límite de funcionamiento sea superada, sobre todo en los meses de verano; por ello, uno de los motivos del sobredimensionamiento de la instalación aproximadamente un 20 %, es para cubrir las pérdidas que se puedan ocasionar por el aumento de la temperatura ambiente.

4 - DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN.

4.1 - RECEPTORES DE LA INSTALACIÓN.

Como se ha mencionado anteriormente, la planta embotelladora dispone de una serie de receptores de gran potencia que elevaran el consumo mensual hasta valores considerables.

Las botellas de PVC y vidrio son depositadas en la tolva del alimentador de botellas en posición y cantidad indiscriminada y son posicionadas en el posicionador de botellas y orientadas hasta el transportador para servicio de la línea de embotellado.

A continuación, pasan a la sopladora que, con inyección de aire, esteriliza el envase y de aquí a la llenadora, taponadora-roscadora, etiquetadora y al posterior embalaje.

Máquina lavadora automática de garrafas.

Máquina lavadora automática de garrafas mod. CADET BR – 25/4 para una producción de 500 ud/h. de 8 litros con funda, fabricada por Pedro Recatalá, S.A. y los siguientes motores: bomba de 1,83 C.V., ventilador de etiquetas 0,25 C.V, bomba de aclarado 0,33 C.V., dos bombas de 1 y 0,67 C.V., accionamiento 1 C.V., cadena de arrastre de 0,17 C.V., y quemador de fuel-oil de 0,17 C.V.

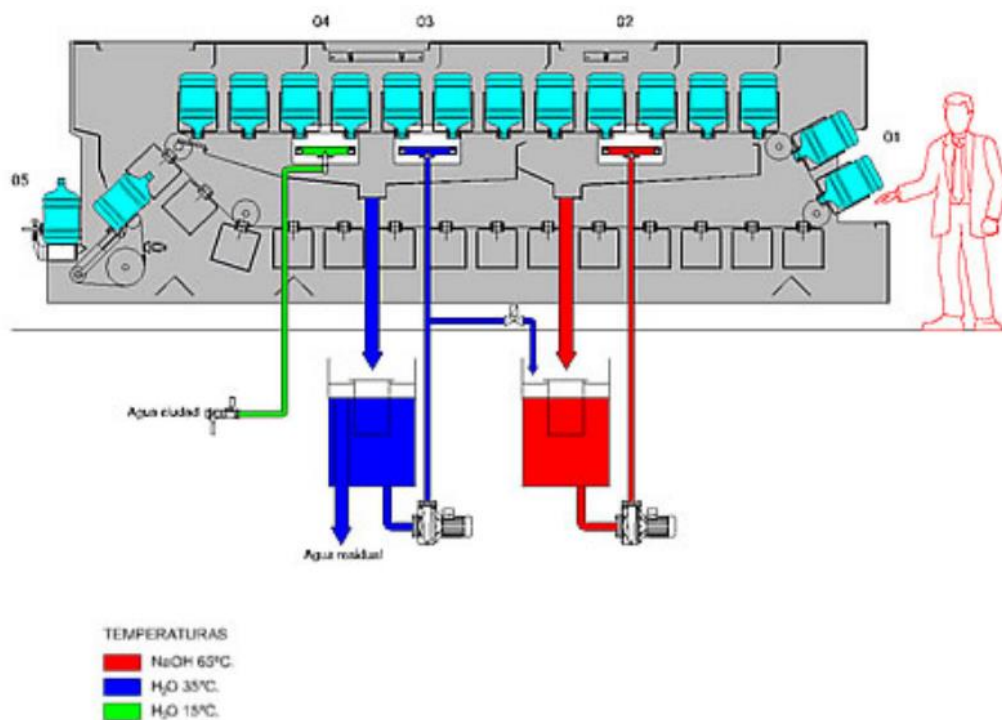


ILUSTRACIÓN 2. WWW.ZYSCO.COM

Máquina llenadora automática.

Máquina llenadora automática especial en acero inoxidable mod. OZIR-LM-35-GS-E preparada para el llenado de garrafas de 8 y 10 litros con una potencia de 1,08 C.V.



ILUSTRACIÓN 3. MÁQUINA LLENADORA AUTOMÁTICA

Máquina tapadora automática.

Máquina tapadora automática OZIR-TPL para garrafas de vidrio de 8 litros con tapones de plástico desgarrable compuesta por un motor de accionamiento de 0,11 C.V. y un alimentador de tapones de 0,08 C.V.



ILUSTRACIÓN 4. MÁQUINA TAPADORA AUTOMÁTICA

Bomba de depósito de acero inoxidable.

Depósito de acero inoxidable AISI-304 para agua tratada de 10 m³ con bomba de acero inoxidable de 0,17 C.V.

Electrobomba para trasvase.

Electrobomba de acero inoxidable centrífuga para trasvase de depósito de hormigón armado a depósito de acero inoxidable para 6.000 l/hora y 6m. redes de distribución de 0,17 C.V.



ILUSTRACIÓN 5. MODELO DE BOMBA PARA DEPÓSITO Y TRASVASE

Grupo de tracción para línea de transporte.

Líneas de transporte para garrafas y botellas en acero inoxidable con barandillas regulables, soportes y dos grupos de 0,25 C.V. c/u.

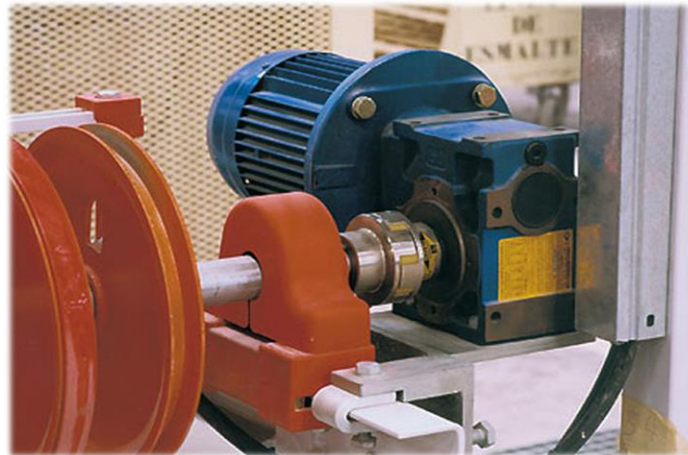


ILUSTRACIÓN 6. GRUPO DE TRACCIÓN PARA LÍNEA DE TRANSPORTE

Máquina etiquetadora lineal.

Máquina etiquetadora lineal modelo LP de talleres Pupar, S.A. para una producción de 5.000 botellas/hora incluida mesa de recogida final y accesorios con motor de 0,25 C.V.



ILUSTRACIÓN 7. MÁQUINA ETIQUETADORA LINEAL

Electrobomba centrífuga para limpieza.

Una electrobomba centrífuga para limpieza del edificio con motor de 0,5 C.V. y redes de distribución.



ILUSTRACIÓN 8. ELECTROBOMBA CENTRÍFUGA PARA LIMPIEZA

Alimentador de botellas.

Alimentador de botellas POSIMAT, S.A. con electromotor de 0,33 C.V.

Posicionador de botellas.

Posicionador de botellas marca POSIMAT, tipo estándar para una producción de: 8.000 botellas/hora de 1,5 litros/hora, 12.000 botellas de 0,33 lts., formato para posicionador con electromotor de 2,33 C.V.



ILUSTRACIÓN 9. ALIMENTADOR Y POSICIONADOR DE BOTELLAS

Compresor.

Compresor MERCURY de 1,33 C.V. y redes de distribución.



ILUSTRACIÓN 10. COMPRESOR

Sopladora de botellas y garrafas.

Sopladora de botellas y garrafas marca REIM modelo I-18 para el soplado de garrafas de plástico de 5 lts. Para una producción de: 3.000 garrafas/h. de 5 lts., 9.000 botellas/h. de 11/2 lts., 12.000 botellas/h. de 0,33 lts. Con electromotor de 1 C.V.



ILUSTRACIÓN 11. SOPLADORA DE BOTELLAS Y GARRAFAS

Tapadora-roscadora.

Tapadora-roscadora de botellas y garrafas marca REIM, modelo TR &/M para el tapado de garrafas de 5lts. y botellas de 1,5 y 0,33 lts. con tapón de plástico a rosca para una producción de 3.000 garrafas/hora de 5 lts., 9.000 botellas/hora 1,5 lts., 12.000 botellas/hora 0,33 lts. con electromotor de 0,67 C.V.



ILUSTRACIÓN 12. TAPADORA - ROSCADORA

Motor de mesa de acumulación.

Mesa de acumulación en la entrada de la encajonadora, marca COMBI-PAK con electromotor de 0,67 C.V.



ILUSTRACIÓN 13. MESA DE ACUMULACIÓN

Embaladora.

Embaladora tipo Wrap-around modelo PAK-Master-800 con alimentador automático de planchas planas de cartón, equipo encolador NORDSON y alimentador de botellas lineal preparado para manipular botellas de 1,5 y 1,3 lts. en agrupaciones de 4x3, respectivamente. Rendimiento 800 cajas/hora con electromotor de 1,67 C.V.



ILUSTRACIÓN 14. EMBALADORA

Transportador de botellas.

Transportador de botellas a la salida del posimat con electromotor de 0,17 C.V.

Transportador de botellas.

Transportador de botellas y curva de 90° con electromotor de 0,17 C.V.

Transportador de botellas.

Transportador de botellas de 5 litros con electromotor de 0,33 C.V.



ILUSTRACIÓN 15. TRANSPORTADOR DE BOTELLAS Y GARRAFAS

Transportador de salida de garrafas.

Transportador de salida de garrafas de vidrio de 8 y 10 litros con electromotor de 0,67 C.V.

Alimentador de tapones.

Alimentador de tapones con electromotor de 0,33 C.V.



ILUSTRACIÓN 16. ALIMENTADOR DE TAPONES

Compresor de aire comprimido.

Compresor de aire comprimido, con calderín de aire de 1.000 litros y número de placa A-042223 y número de fabricación 669. Potencia: 1,64 C.V.



ILUSTRACIÓN 17. COMPRESOR DE AIRE COMPRIMIDO

Grupo de ozonización.

Grupo de ozonización con motor de 0,17 C.V.



ILUSTRACIÓN 18. GRUPO DE OZONIZACIÓN

Monoblock llenadora-tapadora.

Monoblock llenadora-tapadora marca OZIR en acero inoxidable modelo LM-35-BP/TPL preparado para bidón de 5 litros, botella C.V. Producción: 2.200 bidones de 5 litros/hora y 5.300 botellas de 1,5 litros/hora. Potencia: 0,73 C.V.



ILUSTRACIÓN 19. MONOBLOCK LLENADORA - TAPADORA

Etiquetadora.

Etiquetadora marca IBERICA RH/40-175 con formato incorporado para procesar botellas de 1,5 litros, 1/3 litros y formato para bidón de 5 litros. Compuesta de electromotores de 0,5 C.V y dos de 0,12 C.V. con resistencias de 3.920 W.



ILUSTRACIÓN 20. ETIQUETADORA

Luminarias exteriores.

Se dispone de 6 luminarias modelo MARCUS dentro del recinto de la planta embotelladora, de 150 W cada una, las cuales tienen unas horas de uso variables atendiendo a las horas de sol mensuales.



ILUSTRACIÓN 21. LUMINARIA EXTERIOR

Luminarias interiores.

Se dispone de 30 luminarias dispuestas bajo la cubierta de toda la fábrica en las diferentes zonas de producción. La potencia nominal de cada una de estas luminarias es de 96 W y consiste en un sistema LED compuesto de 2 módulos LED, montados en un soporte de aluminio.



ILUSTRACIÓN 22. LUMINARIA INTERIOR

Luminaria Emergencia.

El emplazamiento consta de 15 luminarias de emergencia LED dispuestas sobre cada una de las salidas de la estructura para señalizar el recorrido de evacuación en situaciones de emergencia. Cada una de estas luminarias posee una potencia nominal de 8 W y éstas están en funcionamiento las 24 horas del día.



ILUSTRACIÓN 23. LUMINARIAS DE EMERGENCIA

Ordenadores.

Además de los ordenadores que llevan integrados algunos dispositivos industriales de producción, el sector administrativo de esta empresa emplea 6 ordenadores con un consumo medio de 200 W.



ILUSTRACIÓN 24. ORDENADOR

4.4 - POTENCIA INSTALADA Y ESTUDIO DEL CONSUMO.

Para poder llevar a cabo el dimensionado de nuestra instalación, es necesario conocer el consumo energético de los receptores existentes en la planta embotelladora; de este modo podemos saber la cantidad y potencia de los elementos fotovoltaicos a colocar para que las necesidades energéticas sean cubiertas. El consumo eléctrico de los receptores, está calculado en base a su potencia nominal y las

RECEPTOR	Unidades	KW	KW TOTALES
Luminarias exteriores	6	0,150	0,900
Luminarias	30	0,092	2,760
Luz Emergencia LED	15	0,008	0,120
Ordenador	6	0,200	1,200
Máquina lavadora automática de garrafas	1	4,487	4,487
Máquina llenadora automática	1	0,810	0,810
Máquina tapadora automática	1	0,144	0,144
Grupo de tracción para línea de transporte	2	0,186	0,373
Máquina etiquetadora lineal	1	0,186	0,186
Bomba de depósito de acero inoxidable	1	0,124	0,124
Electrobomba para trasvase	1	0,124	0,124
Electrobomba centrífuga para limpieza	1	0,373	0,373
Compresor	1	0,994	0,994
Alimentador de botellas	1	0,249	0,249
Posicionador de botellas	1	1,740	1,740
Sopladora de botellas y garrafas	1	2,237	2,237
Tapadora-rosadora	1	0,497	0,497
Motor de mesa de acumulacion	1	0,497	0,497
Embaladora	1	1,243	1,243
Transportador de botellas	2	0,124	0,249
Transportador de botellas	1	0,249	0,249
Transportador de salida de garrafas	1	0,497	0,497
Alimentador de tapones	1	0,249	0,249
Compresor de aire comprimido	1	3,667	3,667
Grupo de ozonización	1	0,124	0,124
Monoblock llenadora-tapadora	1	0,547	0,547
Etiquetadora	1	1,310	1,310
TOTAL			25,949

TABLA 2. CONSUMOS

horas de uso aproximadas al día. Teniendo en cuenta, que las horas de funcionamiento de la maquinaria no son idénticas todos los días, se ha realizado un cálculo aproximado que quedará reflejado en el apartado “Consumos” **ANEXO 1**.

Realizando el sumatorio de las potencias de todos los elementos de consumo, concluimos que la potencia instalada en la planta embotelladora es de 26 KW aproximadamente, como queda reflejado en la *Tabla 2*.

En la *Tabla 3* quedan recogidas los consumos mensuales aproximados en KWh, así como una gráfica en la que se puede ver la variación del consumo a lo largo del año.

Mes	Consumo KWh/mes
Enero	10.833,33
Febrero	10.000,00
Marzo	8.000,00
Abril	9.000,00
Mayo	5.666,67
Junio	6.000,00
Julio	5.833,33
Agosto	6.666,67
Septiembre	4.666,67
Octubre	10.000,00
Noviembre	5.333,33
Diciembre	10.333,33

TABLA 3. CONSUMOS MENSUALES

Como podemos comprobar, los meses en los que el consumo se dispara son los de invierno y en los meses de verano, el gasto energético de la planta embotelladora disminuye considerablemente. Esto puede ser debido, a que en los meses de verano las jornadas laborales se reduzcan o que existan periodos vacacionales.

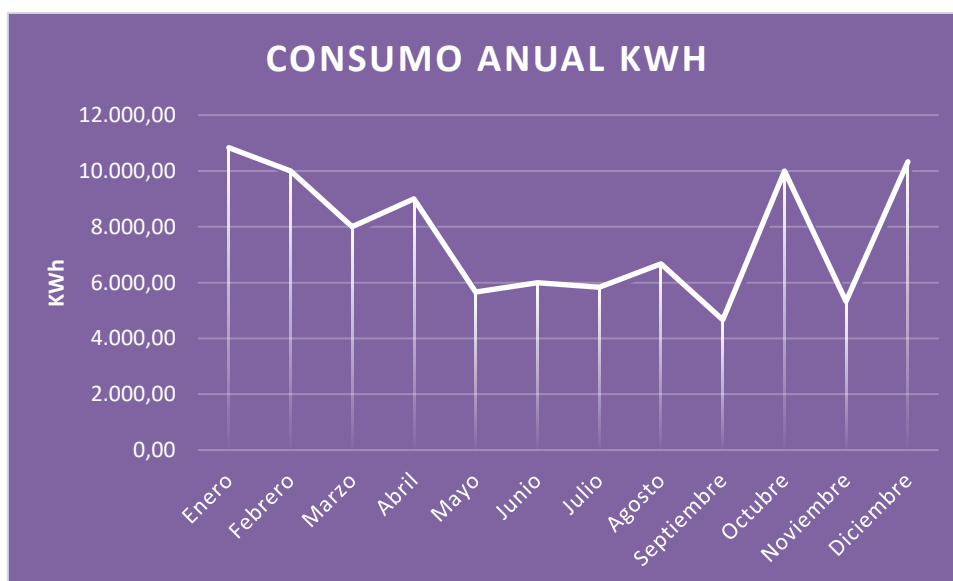


GRÁFICO 2. CONSUMO ANUAL KWH

4.2 - OBTENCIÓN DE LA RADIACIÓN MENSUAL.

Para poder empezar a calcular las necesidades de la instalación fotovoltaica, mediante la plataforma PVGIS obtendremos los valores de radiación mensuales que se producen en la ubicación de la planta embotelladora.



ILUSTRACIÓN 25. PVGIS.

Para posteriormente, realizar una comparativa de cuál es la inclinación de los módulos fotovoltaicos más adecuada y eficiente, obtendremos los valores de irradiancia mensuales para tres inclinaciones diferentes. Estos valores quedan reflejados en la *Tabla 4*.

Mes	Radiación(30°)(Wh/m²/día)	Radiación(35°)(Wh/m²/día)	Radiación(60°)(Wh/m²/día)
Enero	3.530,00	3.690,00	4.090,00
Febrero	4.340,00	4.470,00	4.680,00
Marzo	5.550,00	5.610,00	5.420,00
Abril	5.700,00	5.670,00	5.000,00
Mayo	6.240,00	6.120,00	4.990,00
Junio	6.890,00	6.700,00	5.220,00
Julio	7.150,00	6.980,00	5.520,00
Agosto	6.530,00	6.460,00	5.520,00
Septiembre	5.400,00	5.430,00	5.070,00
Octubre	4.610,00	4.720,00	4.780,00
Noviembre	3.640,00	3.790,00	4.110,00
Diciembre	3.160,00	3.310,00	3.710,00

TABLA 4. IRRADIANCIAS MENSUALES

Como se puede comprobar en la tabla anterior, a mayor inclinación de los módulos fotovoltaicos, más constante son los valores de radiación obtenidos, dando lugar a una captación de energía a lo largo del año bastante irregular. Estudiando la tabla anterior, se ve claramente, que el rango de irradiancia para una inclinación de 30º está comprendido entre 3160 Wh/m²/día y 7150 Wh/m²/día, mientras que para una inclinación de 60º el rango de irradiancia se reduce a 3710 Wh/m²/día y 5520 Wh/m²/día. Debido a que el consumo de nuestro emplazamiento es relativamente constante a lo largo del año, la inclinación optima disponer de las placas será de 60º.

En el *Gráfico 3* quedan reflejados estos valores, así como se puede observar el rango de variación de la irradiancia atendiendo a la inclinación de los módulos fotovoltaicos

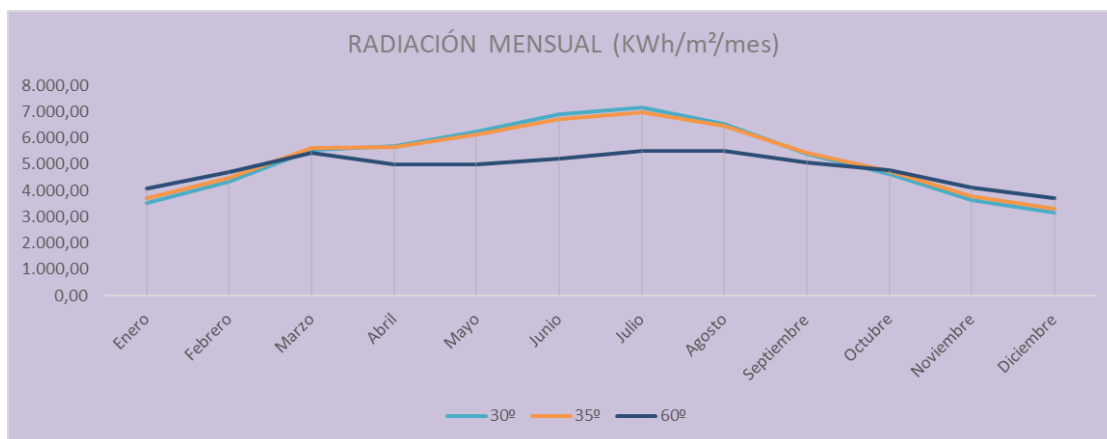


GRÁFICO 3. RADIACIÓN MENSUAL.

Para posteriores cálculos, obtendremos estos valores de irradiancia expresados en KWh/m²/mes, multiplicando por el número de días del mes correspondiente y dividiendo entre mil.

4.3 - CÁLCULO DEL COEFICIENTE MÁS DESFAVORABLE (CMD).

Para determinar cuál sería la inclinación más adecuada para nuestros módulos fotovoltaicos, con el fin de la mayor captación de energía, debemos tener en cuenta los valores de radiación y consumo que ocurren en el emplazamiento en estudio. El Coeficiente más Desfavorable es un valor que relaciona estos dos valores y se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Consumo}(Ah/mes) = \frac{\text{Consumo}(Kwh/mes) \cdot 1000}{V_{INSTALACIÓN} \cdot \eta_{INVERSOR}}$$

$$CMD = \frac{\text{Consumo}(Ah/mes) \cdot 1000}{\text{Radiación}(\frac{KWh}{m^2} /mes)}$$

Realizando estos cálculos, obtenemos los valores recogidos en la *Tabla 5*.

Mes	Radiación(30°)(KWh/m²/mes)	Radiación(35°)(KWh/m²/mes)	Radiación(60°)(KWh/m²/mes)	CMD(30°)	CMD(35°)	CMD(60°)
Enero	109,43	114,39	126,79	1.856,21	1.775,72	1.602,06
Febrero	125,86	129,63	135,72	1.489,75	1.446,42	1.381,52
Marzo	172,05	173,91	168,02	871,84	862,52	892,75
Abril	171,00	170,10	150,00	986,84	992,06	1.125,00
Mayo	193,44	189,72	154,69	549,27	560,04	686,86
Junio	206,70	201,00	156,60	544,27	559,70	718,39
Julio	221,65	216,38	171,12	493,46	505,48	639,17
Agosto	202,43	200,26	171,12	617,50	624,19	730,48
Septiembre	162,00	162,90	152,10	540,12	537,14	575,28
Octubre	142,91	146,32	148,18	1.312,01	1.281,44	1.265,35
Noviembre	109,20	113,70	123,30	915,75	879,51	811,03
Diciembre	97,96	102,61	115,01	1.977,85	1.888,22	1.684,64

TABLA 5. CÁLCULO DE CMD

Hay que destacar que se han realizado los cálculos para tres inclinaciones de los módulos fotovoltaicos distintas, con el fin de realizar una comparativa de cuál es la opción que resulta más beneficiosa y económica.

Una vez obtenidos todos los valores, se escogen los de mayor valor y como hemos observado en la *Tabla 5*, para las tres inclinaciones coinciden en el mes de diciembre. Se ha de escoger el de mayor valor para realizar los cálculos posteriores en la peor de las situaciones que se pueden dar lugar, donde el consumo es mayor y la radiación menor.

Finalmente debemos escoger una de las tres inclinaciones en estudio. Escogemos la de menor valor de CMD, es decir, una inclinación de 60° con un CMD de 1684,64. Cualquiera de los tres valores nos asegurarían un completo abastecimiento energético para la instalación, pero el de menor valor implica una menor cantidad de módulos fotovoltaicos a instalar y como consecuente una reducción del presupuesto total del proyecto.

5 - ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN.

5.1 - ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN.

La siguiente imagen muestra un pequeño esquema de la estructura de nuestra instalación. Cabe destacar, que las imágenes de los elementos que contiene el esquema, no corresponden con los elementos seleccionados para este proyecto.

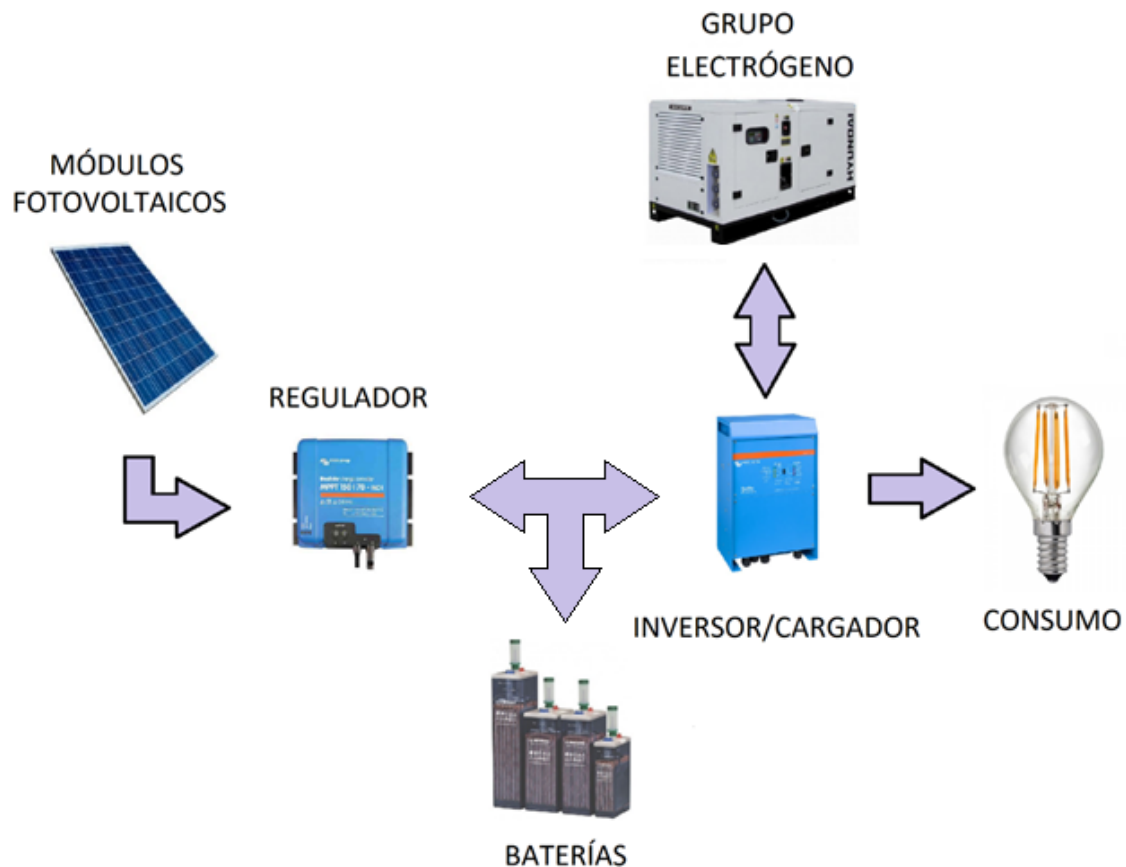


ILUSTRACIÓN 26. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN

5.2 - MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

5.2.1 - FUNCIONAMIENTO.

Los módulos fotovoltaicos o placas solares, son los elementos de la instalación encargados de la captación de radiación solar y producción de energía eléctrica. Cuando los rayos solares llegan a la superficie del panel, éste lo absorbe a través de las celdas, compuestas por una fina capa de silicio (el semiconductor más empleado) que se encuentra junto a otra capa de silicio impregnado de boro, creándose un voltaje entre ambas.

Profundizando más, algunos de los fotones, provenientes de los rayos del sol, impactan sobre la primera superficie del panel, siendo absorbidos por los semiconductores como el silicio. Los electrones que se alojan en orbitales son golpeados por los fotones, liberándose de los átomos a los que principalmente estaban destinados.

En unos u otros casos, la energía de la luz la absorbe el semiconductor y los electrones que fluyen conforman la corriente, mientras el campo eléctrico de la celda nos dará el voltaje. Ambos, corriente y voltaje se traducirán en una determinada potencia.

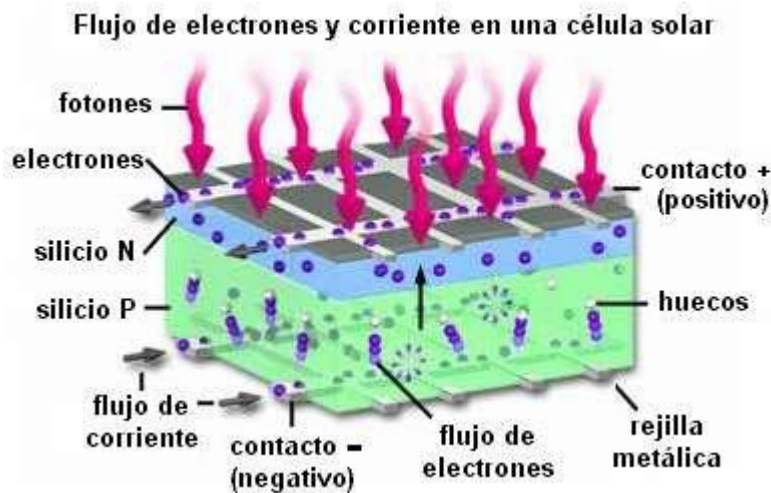


ILUSTRACIÓN 27. FUNCIONAMIENTO DE CÉLULA FOTOVOLTAICA

5.2.2 - TIPOS.

Dentro de los paneles solares fotovoltaicos existen varios tipos, en función de cómo estén compuestas las células fotovoltaicas.

1. **Monocrystalinas:** Hechas de un único cristal de silicio puro. Recomendables en climas fríos con tendencias a tormentas o niebla, ya que este tipo de placas solares tienden a absorber mejor la radiación y soportan menos el sobrecalentamiento.
2. **Policristalinas:** Conformadas de múltiples cristales de silicio. Recomendables en climas cálidos, pues absorbe el calor a una mayor velocidad y le afecta en menos medida el sobrecalentamiento.
3. **Amorfas:** Son paneles más baratos, pero en contra su rendimiento decae más deprisa con el paso de los años en comparación con los paneles cristalinos.

En el momento de seleccionar el modelo de placa ideal para nuestra instalación deberemos tener en cuenta algunas características de cada modelo, como pueden ser las dimensiones, la intensidad pico, la potencia pico, etc.... Estas características quedan reflejadas en las fichas técnicas del fabricante como podemos ver en el apartado “Fichas Técnicas” **ANEXO 3**.

Un ejemplo de la curva V-I que nos da a conocer los valores de tensión, intensidad y potencia pico es la mostrada en la *Ilustración 28*.

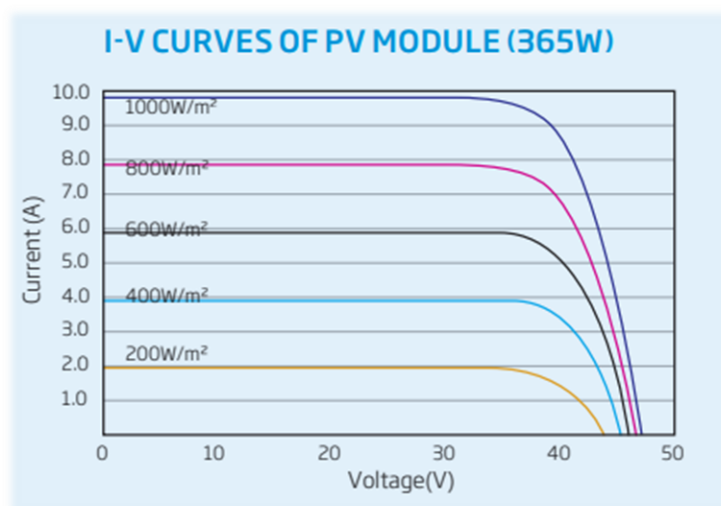


ILUSTRACIÓN 28. CURVA I-V

5.2.3 - DISPOSICIÓN.

A la hora de instalar los módulos fotovoltaicos en nuestro emplazamiento hay que tener en cuenta diversos factores que pueden hacer que el rendimiento de estos elementos sea menor.

Normalmente, las placas deben estar orientadas hacia el sur para poder aprovechar la mayor cantidad de radiación solar a lo largo del día. No obstante, el factor primordial es la inclinación de los módulos, ya que, a mayor perpendicularidad entre las placas y el sol, mayor es la cantidad de radiación que pueden absorber éstas y como consiguiente mayor energía generada a lo largo del día.

En este tipo de instalaciones los módulos suelen estar fijos y colocados en cubiertas o fachadas; no obstante, existen estructuras giratorias de disposición de módulos fotovoltaicos llamadas “*Seguidores Solares*”, capaces de orientarse automáticamente con la intención de mantener la máxima perpendicularidad entre el panel y el sol, y así aprovechar más eficientemente la radiación.

Por otro lado, este tipo de instalaciones no conllevan demasiado mantenimiento, pero a pesar de eso, es conveniente que las placas no estén dispuestas zonas en las que puedan recibir polvo o impurezas que dificulten la captación de radiación

5.3 - REGULADOR.

5.3.1 - FUNCIONAMIENTO.

El regulador es el elemento de la instalación fotovoltaica encargado de controlar el flujo de energía entre el campo fotovoltaico y las baterías con el fin de alargar la vida útil de éstas. Para ello, este elemento se encarga de:

1. Interrumpir la conexión entre las placas y las baterías cuando las éstas se encuentran al máximo de su capacidad.
2. Evitar la descarga de las baterías cuando la radiación es mínima o nula, ya que en esos casos los módulos fotovoltaicos pueden actuar como cargas.
3. Evitar sobrepasar la profundidad de descargas de los acumuladores de energía.
4. Obtener información y parámetros acerca del funcionamiento de la instalación.

Resumiendo, el regulador de carga informa del estado de la instalación y protege a las baterías frente a sobrecargas y sobredescargas.

5.3.2 - TIPOS.

1. **Regulador PWM:** Sólo dispone en su interior de un Diodo, por tanto, los paneles solares funcionan a la misma tensión que las baterías. La energía a un lado y al otro del regulador es la misma, con los valores de tensión y corriente iguales también. Esto hace que los módulos no trabajen en su punto de máxima potencia, sino en el que impone la batería según su estado de carga, produciendo una pérdida de potencia, que puede llegar hasta el 25-30%.

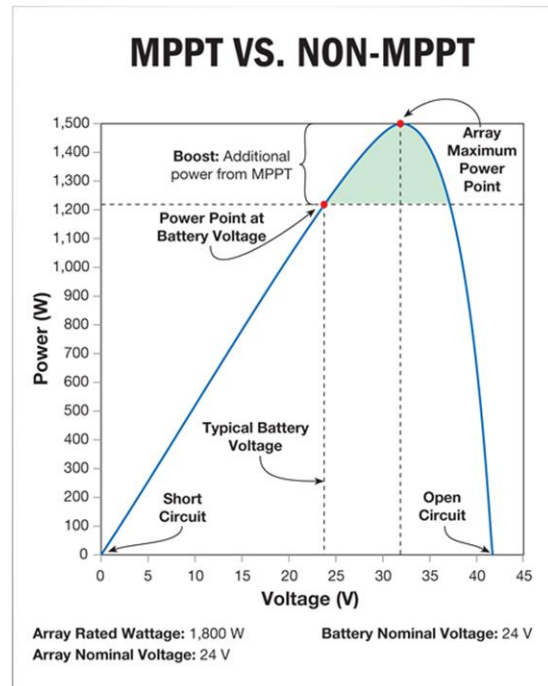


ILUSTRACIÓN 29. MPPT - PWM

2. **Regulador MPPT:** Dispone del diodo de protección, de un convertidor de tensión CC-CC y de un seguidor del punto de máxima potencia. Esto le permite trabajar a tensiones diferentes en el campo fotovoltaico y en las baterías además de adaptar la tensión de funcionamiento en el campo fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia. Por tanto, en un regulador MPPT la energía que entra y sale del regulador es la misma, pero la tensión y la corriente son diferentes a un lado y a otro. Con ello se consigue aumentar la tensión del módulo fotovoltaico y aumentar la producción solar en hasta un 30% respecto a los reguladores solares PWM.

5.4 - BATERÍAS.

5.4.1 - FUNCIONAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS.

En este tipo de instalaciones, las baterías son los elementos encargados de almacenar la energía producida por los módulos fotovoltaicos para poder emplearla en periodos de tiempo determinados en los que no se lleve a cabo producción de electricidad, debido a fallos en cualquier parte de la instalación o a ausencia de radiación solar.

Otro caso, es en el momento en que los paneles fotovoltaicos pueden generar más electricidad que la demandada por el sistema eléctrico toda la energía demandada es suministrada por los paneles y la sobrante se utiliza para cargar las baterías.

Una de las características más importantes de las baterías, es la capacidad, que es la cantidad de electricidad que se puede obtener de una descarga completa cuando ésta tiene un estado de carga total al 100%.

Otra característica es la auto-descarga, un proceso por el cual una batería sin estar en uso tiende a descargarse. Por otro lado, la profundidad de descarga, se define como la cantidad de energía que se obtiene durante una descarga estando en el máximo de carga.

La vida útil de una batería para instalaciones solares suele ser de unos 10 años, pero si se realizan descargas frecuentes de forma profunda su vida útil cae en picado, por lo tanto, es conveniente instalar la cantidad suficiente de baterías con tal de aumentar la capacidad del sistema de acumulación para que no se superen esos límites de descarga.

5.4.2 - TIPOS.

Se pueden diferenciar diversos tipos de baterías atendiendo al ciclo de trabajo y a su composición.

Según el ciclo de trabajo, las baterías pueden ser:

1. **De ciclo bajo:** no soportan descargas profundas. Si son descargadas repetidamente por debajo del 20%, se acorta su vida útil considerablemente.
2. **De ciclo profundo:** preparadas para descargas constantes de hasta un 80 % de su capacidad.

Atendiendo a su composición, las baterías se clasifican en:

1. **De ácido-plomo:** Si se dejan descargadas por un periodo de tiempo considerable, la batería pierde capacidad.
2. **Líquidas:** Suelen tener una vida útil corta, entre 400 ciclos de carga y descarga. Además, existe el peligro de perder líquido (agresivo).
3. **De gel:** El electrolito se ha gelificado, como consecuencia, en estas baterías no será necesario añadir agua, es decir, son de libre mantenimiento.
4. **AGM (Absorption Glass Mat):** Son las baterías más modernas y el ácido está fijado en fibras de vidrio que lo absorbe.

5.5 - INVERSOR/CARGADOR.

Elemento de la instalación encargado de transformar la corriente continua proveniente de los módulos fotovoltaicos o de las baterías, en corriente alterna a 230 V, apta para el consumo.

Pero la característica más relevante de los inversores cargadores, es la capacidad de conexión de un grupo electrógeno o generador y rectificado de la onda de energía para los momentos en los que los acumuladores se encuentren bajos de carga. Este tipo de inversor permitirá la carga de las baterías con la energía producida por el grupo.

Estos aparatos, están diseñados para soportar alrededor de 10% de sobrecarga durante varios minutos y más de un 100% durante décimas de segundo.

Gran parte de los inversores del mercado son monofásicos, no obstante, encontramos trifásicos de mayor potencia. Por otro lado, existe la posibilidad de conexión y configuración de varios inversores en paralelo con la finalidad de obtener potencias de salida más elevadas.

5.6 - GRUPO ELECTRÓGENO.

5.6.1 - FUNCIONAMIENTO.

Se trata de un sistema alternativo de energía. Es muy recomendable para instalaciones en las que sea imprescindible no quedarse sin suministro eléctrico como es en el caso de las industrias en las cuales un breve periodo de tiempo de ausencia de energía pueda suponer pérdidas económicas importantes.

Una ventaja importante de la colocación de un grupo electrógeno en una instalación es el abaratamiento del presupuesto inicial de esta, gracias a que con este elemento se consigue reducir el número de días de autonomía de las baterías. Esta reducción, conlleva disponer de un número menor de acumuladores, lo que reduce considerablemente el coste inicial.

Estos funcionan a su potencia nominal. Si la instalación no está consumiendo tanta potencia como la que genera el grupo electrógeno, lo sobrante se acumula en las baterías hasta que estas se cargan totalmente.

5.6.2 - TIPOS.

Los grupos electrógenos se pueden clasificar atendiendo a diversos factores:

Según su combustible:

1. **Gasoil:** Recomendados para instalaciones en las que se requiera una potencia superior a 5KW. Preferiblemente, su uso es para emplazamientos remotos en donde se requiere dar suministro a maquinarias que requieren tolerancias grandes de corriente.
2. **Nafta:** Recomendados para instalaciones en las que se requiera una potencia menor o igual a 2 KW, con un uso esporádico.
3. **Gas:** Recomendados para instalaciones en las que se requiera una potencia de hasta 5 KW. Es aconsejable el uso de estos generadores para zonas en las que se produzcan frecuentes cortes de suministro.

En base al tipo de tensión:

1. **Monofásicos:** Por lo general, son aquellos generadores a gas o nafta que entregan una potencia máxima de 5 kW.
2. **Trifásicos:** Generalmente, esta característica es propia de los generadores diésel de potencias superiores a 5 KW.

Según el tipo de arranque:

1. **Arranque manual sin conmutador de carga:** es imprescindible la conexión de varias cargas, para poder obtener la capacidad de generador. La desventaja más relevante de este tipo de elementos, es la necesidad de que una persona arranque el generador. Recomendable para equipos de baja potencia.
2. **Arranque manual con conmutador de carga:** La principal diferencia con el modelo anterior de generador, es que en este caso el conmutador maneja toda la corriente de carga y es independiente de la capacidad del generador.
3. **Arranque electrónico con conmutador manual de carga:** este tipo de arranque se debe presionar el botón de arrancar y una vez esté en funcionamiento el generador, se debe colocar el conmutador en modo generador.
4. **Arranque eléctrico con control automático:** proporciona protección al generador, ya que se evita la posibilidad de sobrecarga, al desconectar los aparatos con mayor consumo automáticamente, en caso de que se detecte una alteración.

5.7 - PORTECCIONES, CABLEADO Y CONEXIONES.

Dotar a la instalación de seguridad es una acción principal e imprescindible. Para ello existen distintos elementos de protección:

1. **Fusibles:** Los colocaremos con el principal objetivo de evitar sobrecargas en el tramo de la instalación en corriente continua.
2. **Puestas a tierra:** Todas las masas metálicas de los elementos de corriente continua, estarán conectadas a tierra para proteger ante derivaciones de corriente.
3. **Interruptores Magnetotérmicos:** elemento capaz de interrumpir la corriente cuando se detectan sobrecargas o cortocircuitos, cuando el corriente ya ha sido invertida a 230 V o 400 V trifásicos.
4. **Interruptores Diferenciales:** Elementos de protección para contactos directo e indirectos. Este interruptor mide la diferencia de corriente entre la entrada y la salida del circuito, y si no coinciden, dispara cortando el suministro.
5. **Aislamiento de los conductores:** todo el cableado de la instalación debe estar correctamente aislado con el material que proceda en cada caso, con el fin de evitar contactos.

El cableado de la instalación deberá atenerse a las instrucciones generales fijadas por el Ministerio de Industria en el Reglamento de Baja Tensión.

6 - DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.

En los siguientes apartados se pretende establecer los criterios de selección de los elementos más relevantes que se dispondrán en la instalación aislada.

Todas las características técnicas de los productos escogidos se encontrarán en el apartado “*Fichas Técnicas*” **ANEXO 3**.

Los procesos de cálculo de los elementos necesarios para la implementación de la instalación se encontrarán en el apartado “*Cálculos Justificativos*” **ANEXO 2**.

6.1 - SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Teniendo muy presente que nuestra instalación demanda una gran cantidad de energía, se ha indagado en la búsqueda de un modelo de módulo fotovoltaico de gran potencia (Wp), con las mejores prestaciones posibles.

Además, al estar la planta embotelladora situada en un entorno rural en el cual no se dispone de más espacio que el recinto de la misma, únicamente se podrán colocar los módulos sobre las cubiertas; es decir, el espacio es limitado. Por lo tanto, a mayor potencia de cada módulo individual, menor número de paneles necesarios para cubrir la demanda de energía y más posibilidades de que no existan problemas de espacio a la hora de situarlos en las cubiertas.

El modelo de módulo fotovoltaicos es el **TSM-DE14A (II) - 375** del distribuidor **TrinaSolar** cuyas características más relevantes son las mostradas en la *Ilustración 30*:

	TSM - 375
Potencia nominal (P_{MAX})	375
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5
Tensión en el punto P_{MAX} - V_{MP} (V)	40
Corriente en el punto P_{MAX} - I_{MPP} (A)	9,37
Tensión en circuito abierto - V_{oc} (V)	48,5
Corriente de cortocircuito - I_{sc} (A)	9,88
Eficiencia del módulo η_m (%)	19,3



ILUSTRACIÓN 30. CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Este modelo de placa, es monocristalina, ideal para el clima de la ubicación de la planta embotelladora, ya que en las épocas de frío son frecuentes nieblas y una de las características de este tipo de elementos es la mayor capacidad de absorción de energía y menor sobrecalentamiento.

Por otro lado, la ficha técnica del producto muestra una buena tolerancia de la potencia nominal de 0/+5. Este concepto indica el rango sobre la potencia nominal del panel que el fabricante es capaz de asegurar.

Teniendo en cuenta estas características y los cálculos realizados en el apartado anteriormente mencionado, obtenemos una cantidad de módulos a disponer bastante importante, concretamente 440 paneles dispuestos en 220 líneas en paralelo de 2 paneles en serie.

6.2 - SELECCIÓN DE LOS ACUMULADORES.

En primer lugar, para la selección del acumulador fotovoltaico ideal, debemos fijar un número de días de autonomía que asegure el abastecimiento a la instalación en caso de ausencia de producción energética por radiación solar. La selección de este parámetro viene condicionada por la colocación del grupo electrógeno. Por lo general, las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas sin grupo electrógeno disponen de 5 días de autonomía ya que, si la instalación no es capaz de generar energía del sol, las baterías tienen que ser capaces de cubrir la demanda energética un considerable periodo de tiempo.

En el caso del presente proyecto, al disponer de un generador auxiliar de gran potencia reduciremos esos 5 días de autonomía en 3, debido a que, en caso de necesidad, éste elemento cubrirá la demanda energética que no pueda cubrir las baterías.

Finalmente, una vez más, considerando el gran tamaño de la instalación, instalaremos baterías de gran capacidad por el simple motivo de que los acumuladores tienen una cantidad determinada de ciclos de carga y descarga. Esto es, si descargamos las baterías más de un 80 % de su capacidad repetidamente reduciremos su vida útil, lo que supondrá un gasto añadido prematuramente por la sustitución de uno de los elementos más caros de la instalación. Cabe destacar que, si hacemos un uso responsable de estos elementos, la vida útil aproximada de éstos está alrededor de 15 años.

Realizando los cálculos pertinentes, concluimos que debemos colocar 168 acumuladores fotovoltaicos de modelo **BAE Secura PVS solar 26 PVS 4940** con 72 horas de autonomía y una capacidad de 4341 Ah.



ILUSTRACIÓN 31. ACUMULADOR BAE SECURA PVS SOLAR

6.3 - SELECCIÓN DE LOS REGULADORES.

A la hora de la elección del regulador de carga ideal para nuestra instalación, hay que tener en cuenta que este elemento depende directamente de los módulos fotovoltaicos y del banco de baterías.

El aprovechamiento de la energía captada por los módulos fotovoltaicos y la optimización de la carga de los acumuladores dependerá directamente del regulador de carga. Por ello, es necesario escoger un producto de alta eficiencia debido a las dimensiones de la instalación.

Los reguladores del tipo MPPT cuentan con un seguidor electrónico de punto de máxima tensión y llevan un doble circuito, donde el módulo se sincroniza con el inversor a tensión e intensidad máximas, y por medio de un convertidor CC/CC se ajustan a la etapa de carga de la batería. Estos reguladores tienen una eficiencia muy alta (95-98%) y son recomendables.

El modelo de regulador escogido para instalar en nuestro proyecto es el **MPPT 250/100 SmartSolar** de **Victron Energy**. Mediante los cálculos realizados en el apartado correspondiente de **ANEXOS**, concluimos que se dispondrá un total de 22 reguladores.



ILUSTRACIÓN 32. REGULADOR MPPT

6.4 - SELECCIÓN DE LOS INVERSORES.

El factor fundamental a la hora de escoger un tipo de inversor para cada instalación es que se pueda cubrir la potencia instalada en módulos fotovoltaicos para poder suministrar la energía a la instalación cuando esta la demanda. Ejemplificando, el grupo de inversores a colocar deber ser capaz de cubrir los 164 KW instalados. Por otro lado, como ya se ha mencionado anteriormente, este elemento es el encargado de gestionar toda a instalación, permitiendo la puesta en marcha del grupo electrógeno para la carga de las baterías cuando se requiera, y disminuyendo la frecuencia cuando a energía demandada sea mayor para aportar una mayor tensión.

Además, en el caso del proyecto en estudio, se dispone de un generador auxiliar; por lo que el inversor tiene que ser capaz de transformar la corriente aportada por el generador para cargar las baterías cuando estas se encuentren por debajo del límite de descarga establecido por el fabricante. Esta característica es propia de los inversores-cargadores.

El modelo de inversor seleccionador para disponer en la instalación es el Inversor/Cargador Quattro 48/15000/200-100/100 de **Victron Energy** y se dispondrán 11 unidades para poder cubrir las necesidades de la planta embotelladora.



ILUSTRACIÓN 33. INVERSOR/CARGADOR VICTRON ENERGY

6.5 - SELECCIÓN DEL GRUPO ELECTRÓGENO.

En el caso del presente proyecto de instalación fotovoltaica aislada, el grupo electrógeno a disponer únicamente entrará en funcionamiento cuando la instalación demande una cantidad de energía que no puedan abastecer los módulos fotovoltaicos y acumuladores. Este supuesto tendrá lugar en las posibles situaciones en las que la situación meteorológica del emplazamiento no sea la adecuada para la producción energética y la carga de las baterías no sea suficiente.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la implantación de un generador auxiliar, reduce los días de autonomía de las baterías y como consecuente la reducción de la cantidad estos elementos a instalar los cuales representan un gran porcentaje del coste total de la instalación.

Haciendo referencia al apartado de “*Elementos de la instalación*”, existen diferentes tipos de grupos electrógenos atendiendo a las necesidades de cada instalación. En nuestro caso, debido al gran tamaño de la instalación, la potencia de los receptores y para dotar de una gran fiabilidad a la instalación, el grupo a disponer se abastece a partir de gasoil y como método de arranque dispone de un arrancador eléctrico con control automático que proporciona protección al generador, ya que se evita la posibilidad de sobrecarga, al desconectar los aparatos con mayor consumo automáticamente, en caso de que se detecte una alteración.

El modelo de grupo electrógeno seleccionado es el **DC9 65A (10-94)** de **Cabager S.L.** con una potencia entre 225 y 244 KW a una tensión de 400/230 V y una frecuencia de 50 Hz.

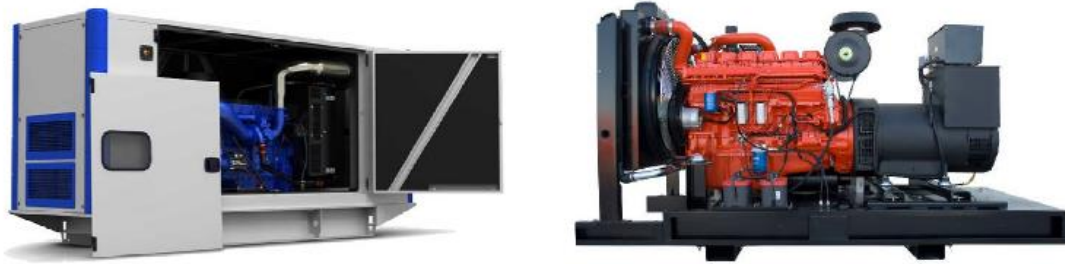


ILUSTRACIÓN 34. GRUPO ELECTRÓGENO INSONORIZADO Y NO INSONORIZADO

6.6 - SELECCIÓN DEL CABLEADO.

Es muy importante seleccionar el tipo de cable a emplear, su sección y material para cada tramo de la instalación a fin de asegurar la durabilidad, fiabilidad y seguridad de la instalación a implantar. El cableado seleccionado tendrá que tener un grado de protección IP.535, como establece la norma UNE 20-234.

El primer paso para determinar el tipo de cableado es conocer donde se situará (además de otras variables que se muestran en el apartado de “*Cálculos Justificativos*” de **ANEXO 2**), es decir, si el cableado se va a situar a la intemperie, como es el caso de la interconexión entre módulos fotovoltaicos, cajas de conexiones y reguladores, deberá tener un aislamiento adicional contra las inclemencias atmosféricas como se define en las normas UNE-21123, UNE-HD-603 y UNE-21030.

En el caso de estar situado en el interior de la instalación, no es necesario el aislamiento adicional, pero si el cumplimiento de las especificaciones del reglamento técnico de Baja Tensión.

Por otro lado, un punto muy importante es conocer si la corriente que va a circular por los cables es corriente continua, como las conexiones desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores, o corriente alterna, que comprende el tramo de inversores y grupo electrógeno.

Una vez definida la ubicación y el tipo de corriente que va a circular por el cableado, se realizan los cálculos pertinentes para obtener la sección de cada tramo.

El cableado escogido para el exterior de la instalación será **PV ZZ-F (AS) 1,8 KV DC**, mientras que para el exterior de ésta será **RZ1-K (AS) 0.6/1 kV**, ambos de cobre.

6.7 - SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES.

Gracias a los dispositivos de protección se consigue asegurar los elementos de la instalación contra fallos eléctricos o roturas de cualquier elemento. Para cada tramo de la instalación, instalaremos un tipo diferente de protección para el correcto funcionamiento de la misma.

ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y REGULADORES

Los dispositivos de protección que emplearemos para asegurar este tramo de la instalación, son fusibles Gg que situaremos en las cajas de conexiones. La finalidad de estos elementos es controlar la corriente que circula por los conductores que conectan los módulos fotovoltaicos en paralelo, con las cajas de conexiones; protegiendo así contra cortocircuitos y sobrecargas.

Para la correcta elección del calibre del fusible, se deben aplicar las siguientes restricciones contra sobrecargas:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_Z$$

$$I_F \leq 1,6 \cdot I_N$$

Por otro lado, para el correcto funcionamiento contra cortocircuitos, se deben aplicar las siguientes restricciones:

$$I_{CC.MAX} \leq \text{PODER DE CORTE}$$

Donde:

I_B : Intensidad de cálculo del circuito expresada en amperios (A).

I_N : Intensidad nominal del dispositivo expresada en amperios (A).

I_Z : Intensidad máxima admisible del conductor expresada en amperios (A).

I_F : Intensidad que garantiza el correcto funcionamiento de la protección expresada en amperios (A).

$I_{CC.MAX}$: Intensidad máxima de cortocircuito que circula por el conductor expresada en amperios (A).

En la *Tabla 6* se muestra el cálculo del calibre del fusible para las cajas de conexiones número: 1 – 10 y 13 – 22.

En la *Tabla 7* se muestra el cálculo del calibre del fusible para las cajas de conexiones número: 11 y 12.

CÁLCULO DE FUSIBLES
$IF \leq IN \leq IZ$
$IF \leq 1,6 \cdot IN$
$IF \leq 1,45 \cdot IZ$
$10,14 \leq 16 \leq 86$
$10,14 \leq 1,6 \cdot 16 = 25,6$
$10,14 \leq 1,45 \cdot 86 = 124,7$

TABLA 6. CÁLCULO DE FUSIBLES CAJAS STRING

CÁLCULO DE FUSIBLES
$IF \leq IN \leq IZ$
$IF \leq 1,6 \cdot IN$
$IF \leq 1,45 \cdot IZ$
$10,14 \leq 10 \leq 46$
$10,14 \leq 1,6 \cdot 10 = 16$
$10,14 \leq 1,45 \cdot 46 = 66,7$

TABLA 7. CÁLCULO DE FUSIBLES CAJAS STRING

En la *Tabla 8* se muestra el cálculo del calibre del fusible para el tramo comprendido entre las cajas de conexiones número: 1 – 5 y sus correspondientes reguladores.

En la *Tabla 9* se muestra el cálculo del calibre del fusible para para el tramo comprendido entre las cajas de conexiones número: 6 - 11, 18 - 22 y sus correspondientes reguladores.

En la *Tabla 10* se muestra el cálculo del calibre del fusible para el tramo comprendido entre las cajas de conexiones número: 12 y su correspondiente regulador.

En la *Tabla 11* se muestra el cálculo del calibre del fusible para para el tramo comprendido entre las cajas de conexiones número: 13 y 14, y sus correspondientes reguladores.

En la *Tabla 12* se muestra el cálculo del calibre del fusible para para el tramo comprendido entre las cajas de conexiones número: 15 y 16, y sus correspondientes reguladores.

CÁLCULO DE FUSIBLES
$IF \leq IN \leq IZ$
$IF \leq 1,6 \cdot IN$
$IF \leq 1,45 \cdot IZ$
$101,4 \leq 150 \leq 450$
$101,4 \leq 1,6 \cdot 150 = 240$

TABLA 8. CÁLCULO DE FUSIBLES REGULADORES

CÁLCULO DE FUSIBLES
$IF \leq IN \leq IZ$
$IF \leq 1,6 \cdot IN$
$IF \leq 1,45 \cdot IZ$
$101,4 \leq 150 \leq 385$
$101,4 \leq 1,6 \cdot 150 = 240$

TABLA 9. CÁLCULO DE FUSIBLES REGULADORES

CÁLCULO DE FUSIBLES
$IF \leq IN \leq IZ$
$IF \leq 1,6 \cdot IN$
$IF \leq 1,45 \cdot IZ$
$101,4 \leq 150 \leq 335$
$101,4 \leq 1,6 \cdot 150 = 240$

TABLA 10. CÁLCULO DE FUSIBLES REGULADORES

CÁLCULO DE FUSIBLES
$IF \leq IN \leq IZ$
$IF \leq 1,6 \cdot IN$
$IF \leq 1,45 \cdot IZ$
$101,4 \leq 150 \leq 230$
$101,4 \leq 1,6 \cdot 150 = 240$
$101,4 \leq 1,45 \cdot 230 = 333,5$

**TABLA 11. CÁLCULO DE FUSIBLES
REGULADORES**

CÁLCULO DE FUSIBLES
$IF \leq IN \leq IZ$
$IF \leq 1,6 \cdot IN$
$IF \leq 1,45 \cdot IZ$
$101,4 \leq 150 \leq 285$
$101,4 \leq 1,6 \cdot 150 = 240$
$101,4 \leq 1,45 \cdot 285 = 413,25$

**TABLA 12. CÁLCULO DE FUSIBLES
REGULADORES**

ENTRE REGULADORES Y BATERÍAS

Del mismo modo que para el tramo anterior, emplearemos fusibles para la protección del tramo comprendido entre reguladores y baterías. Así pues, aplicando las mismas restricciones que en el tramo anterior, obtenemos el calibre que queda recogido en la *Tabla 13*.

CÁLCULO DE FUSIBLES
$IF \leq IN \leq IZ$
$IF \leq 1,6 \cdot IN$
$IF \leq 1,45 \cdot IZ$
$100 \leq 125 \leq 285$
$100 \leq 1,6 \cdot 125 = 200$
$100 \leq 1,45 \cdot 285 = 413,25$

**TABLA 13. CÁLCULO DE FUSIBLES
BATERÍAS**

ENTRE BATERÍAS E INVERSOR

Finalmente, es necesario calcular también, la protección del tramo entre acumuladores e inversor, para evitar fallos ante sobrecargas y cortocircuitos. Aplicando las restricciones estipuladas, el calibre del elemento de protección que da recogido en la *Tabla 14*.

CÁLCULO DE FUSIBLES
$IF \leq IN \leq IZ$
$IF \leq 1,6 \cdot IN$
$IF \leq 1,45 \cdot IZ$
$312,5 \leq 350 \leq 450$
$312,5 \leq 1,6 \cdot 350 = 560$
$312,50 \leq 1,45 \cdot 450 = 652,5$

**TABLA 14. CÁLCULO DE FUSIBLES
ENTRE BATERÍAS**

6.8 - SELECCIÓN DE LA PUESTA A TIERRA.

Consideraremos la estructura de soporte de nuestra instalación como local húmedo, que ésta se encuentra a la intemperie y, por lo tanto, el valor de tensión que hay que emplear es de 24 V.

Por otro lado, dimensionaremos la puesta a tierra teniendo en cuenta el diferencial de 30 mA y la arena arcillosa como tipo de terreno en el cual está ubicada la planta embotelladora. La resistividad de este tipo de terreno es aproximadamente de 500 Ω.m. según la siguiente tabla:

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a
Limo	30
Humus	20 a 100
Turba húmeda	10 a 150
	5 a 100
Arcilla plástica	
Margas y Arcillas compactas	50
Margas del Jurásico	100 a 200
	30 a 40
Arena arcillosas	
Arena silicea	50 a 500
Suelo pedregoso cubierto de césped	200 a 3.000
	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

TABLA 15. RESISTIVIDAD DEL TERRENO

En primer lugar, calcularemos la resistencia máxima permitida de la puesta a tierra que en ningún caso debe ser superada:

$$R_{MÁXIMA} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0,03} = 800 \, \Omega$$

Donde:

V: Tensión según el tipo de local expresada en voltios (V).

I: Intensidad de defecto expresada en amperios (A).

Seguidamente se calcula la resistencia que se obtendría con el electrodo de puesta a tierra formado por 4 picas de 1,5 metros. Esta resistencia, no debe ser superior a la resistencia máxima anteriormente calculada.

$$R_{PICAS} = \frac{\delta}{n \cdot l} = \frac{500}{4 \cdot 1,5} = 83,33 \, \Omega < 800 \, \Omega$$

Donde:

δ : Resistividad del terreno, expresada en $\Omega.m$.

N : Número de picas.

l : Longitud de la pica.

A continuación, obtendremos la resistencia del conductor para poder obtener la resistencia total del sistema.

$$R_{CONDUCTOR} = \frac{2 \cdot \delta}{D} = \frac{2 \cdot 500}{16} = 62,5 \, \Omega$$

$$R_{SISTEMA} = \frac{R_{PICAS} \cdot R_{CONDUCTOR}}{R_{PICAS} + R_{CONDUCTOR}} = \frac{83,33 \cdot 62,5}{83,33 + 62,5} = 35,71 \, \Omega$$

Donde:

D : Longitud o distancia del conductor que une las picas.

Finalmente, se debe comprobar que la máxima tensión permitida no exceda los 24 V como recoge la normativa para locales húmedos.

$$U_{CONTACTO} = I \cdot R_{SISTEMA} = 0,03 \cdot 35,71 = 1,07 \, \Omega$$

$24 \, V > 1,07 \, V \rightarrow CUMPLE \, CON \, LAS \, EXIGENCIAS \, REGLAMENTARIAS$

En la *Tabla 16* se muestra un resumen de los valores obtenidos para el cálculo de la puesta a tierra del sistema.

TOMA DE TIERRA DE LA INSTALACIÓN	
TENSIÓN DE LA INSTALCIÓN (V)	24
SENSIBILIDAD (mA)	30
RESISTIVIDAD EDL TERRENO ($\Omega \cdot m$)	500
Nº. PICAS	4
LONGITUD DE LA PICA (m)	1,5
DISTANCIA ENTRE PICAS (m)	4
R.MAX	800
R. PICAS	83,33
R.CONDUCTOR	62,50
R. SISTEMA	35,71
U. CONTACTO	1,07

TABLA 16. TOMA DE TIERRA

6.9 - SELECCIÓN DEL CABLEADO DE PROTECCIÓN Y PUESTA A TIERRA.

Para la selección del conductor de protección únicamente debemos seguir el método que nos indica la Tabla 17.

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm^2)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm^2)
$S \leq 16$ $16 < S \leq 35$ $S > 35$	$S (*)$ 16 $S/2$
(*) Con un mínimo de: 2,5 mm^2 si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica 4 mm^2 si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica	

TABLA 17. SECCIONES DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Como consiguiente, los valores obtenidos para los conductores de protección se muestran en la *Tabla 18*.

SECCIÓN DEL CABLE DE PROTECCIÓN Y TOMA DE TIERRA		
TRAMO SECCIÓN	SECCIÓN C. FASE (mm ²)	SECCIÓN C. PROTECCIÓN (mm ²)
PANELES SOLARES	16	16
ESTRUCTURA	-	16
INVERSOR - CARGA	120	70
GENERADOR	240	120
CONDUCTOR PICAS	35	

TABLA 18. SECCIONES DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Se observa que la sección del conductor de protección entre el inversor y la carga, no es la mitad del conductor de fase como fija la tabla, esto es porque no hay sección de 60 mm², por lo tanto, cogemos la sección inmediatamente superior.

6.10 - SELECCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS, SOPORTES, ORIENTACIÓN Y SEPARACIÓN ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Para poder conocer cuál será la distribución de los módulos fotovoltaicos sobre las cubiertas de la planta embotelladora, calcularemos la distancia entre estos elementos en el caso más desfavorable, es decir, cuando las sombras que se pueden producir, son lo más alargadas posibles. Para ello, nos situaremos en el solsticio de invierno correspondiente al 21 de diciembre.

Por lo tanto, en primer lugar, realizaremos el cálculo del ángulo que forman las líneas de radiación solar con la horizontal de nuestra ubicación geográfica:

$$\alpha = 90^\circ - l - \delta$$

$$\alpha = 90^\circ - 39,92 - 23,45 = 26,63^\circ$$

Donde:

α : Ángulo que comprende las líneas de radiación con la horizontal de nuestro emplazamiento.

l : Latitud de nuestro emplazamiento.

δ : Sabiendo que en el solsticio de verano la declinación solar es + 23. 45° y en el de invierno - 23.45°.

Cabe destacar, que nuestra instalación está ubicada sobre tres cubiertas, tres de ellas inclinadas y una plana; por lo tanto, diferenciaremos el cálculo de la separación mínima, entre cubierta plana y cubierta inclinada.

CUBIERTAS INCLINADAS

Una vez obtenido este valor, procedemos a calcular la separación mínima entre módulos, mediante las siguientes expresiones:

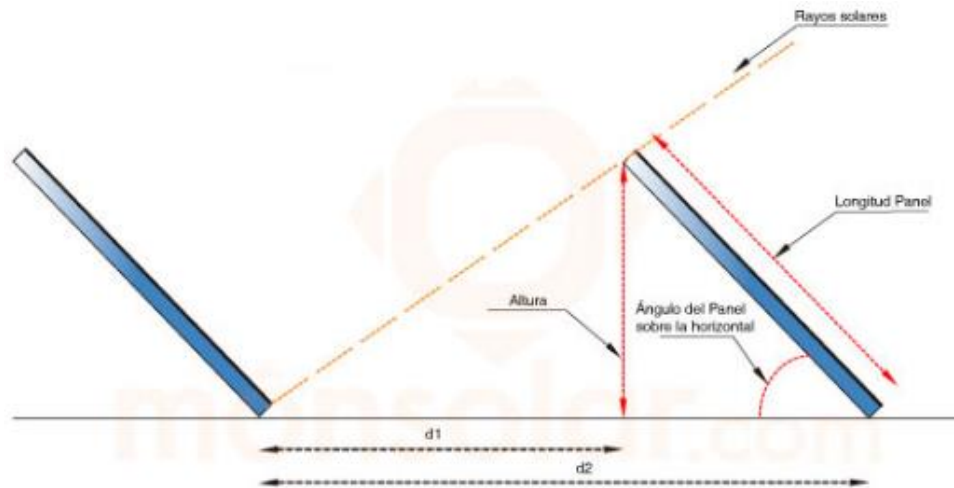


ILUSTRACIÓN 35. DISPOSICIÓN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

$$d_1 = 1,25 \cdot L \cdot \left[\frac{\text{sen}(\alpha - i)}{\text{tg}(h + i)} \right]$$

$$d_2 = 1,25 \cdot L \cdot \cos(\alpha - i)$$

$$d_{\min} = d_1 + d_2$$

Donde:

L: Longitud del panel fotovoltaico.

h: Inclinación óptima anual.

i: Inclinación de la cubierta.

Por lo tanto:

$$d_1 = 1,25 \cdot 1,96 \cdot \left[\frac{\text{sen}(60 - 17,05)}{\text{tg}(26,63 + 17,05)} \right] = 1,75 \text{ m}$$

$$d_2 = 1,25 \cdot 1,96 \cdot \cos(60 - 17,05) = 1,79 \text{ m}$$

$$d_{\min} = 1,75 + 1,74 = 3,54 \text{ m}$$

Este planteamiento, se ha realizado sobre una disposición vertical de los módulos. Procedemos a realizar el mismo cálculo para una disposición horizontal:

$$d_1 = 1,25 \cdot 0,996 \cdot \left[\frac{\text{sen}(60 - 17,05)}{\text{tg}(26,63 + 17,05)} \right] = 0,89 \text{ m}$$

$$d_2 = 1,25 \cdot 0,996 \cdot \cos(60 - 17,05) = 0,91 \text{ m}$$

$$d_{\min} = 0,89 + 0,91 = 1,80 \text{ m}$$

CUBIERTA PLANA

Para el cálculo de la separación mínima entre paneles para una superficie no inclinada, las expresiones son mucho más sencillas:

$$H = \text{sen}(h) \cdot L$$

$$d_{\min} = H \cdot k$$

Donde:

k: Constante que varía en función de la latitud.

Latitud	29	37	39	41	43	45
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,847

TABLA 19. CONTANTE K

Como nuestro emplazamiento se encuentra ubicado en una latitud de 39, 92°, interpolamos para obtener nuestro valor “k”.

$$k = \frac{41 - 39}{39,92} + 2,475 = 2,525$$

Por lo tanto:

$$H = \text{sen}(60) \cdot 1,96 = 1,697$$

$$d_{\min} = 1,697 \cdot 2,525 = 4,29 \text{ m}$$

Este planteamiento, se ha realizado sobre una disposición vertical de los módulos. Procedemos a realizar el mismo cálculo para una disposición horizontal:

$$H = \text{sen}(60) \cdot 0,996 = 0,862$$

$$d_{\min} = 0,862 \cdot 2,525 = 2,18 \text{ m}$$

Las estructuras para soportar los módulos fotovoltaicos en las diferentes cubiertas de a panta embotelladora tendrán que ser capaces de adaptarse a la distribución y colocación escogida.

Además, el modelo de estructuras escogido es capaz de albergar 11 módulos de hasta 72 células y cumple con la normativa UNE-EN 1991-1-3:2004 para cargas de nieve de hasta 200 N/m² y la normativa UNE-EN 1991-1-4:2007 para cargas de viento de hasta 30 m/s.

La estructura escogida se podrá observar en el apartado **ANEXO 3 “Fichas Técnicas”**.

6.10.1 – SUPERFICIE OCUPADA Y SOBRECARGAS.

Finalmente, debemos escoger cuál de las dos disposiciones (vertical o horizontal) colocaremos sobre nuestras cubiertas. Para ello tenemos que tener en cuenta obviamente la superficie de cubierta de la que disponemos.

La *Tabla 20* resume las distancias y superficies de cada cubierta y la superficie total de la que disponemos.

SUPERFICIE DE LAS CUBIERTAS					
ANCHO 1 (m)	10	A1 (m²)	450	At (m²)	1986
LARGO 1 (m)	45				
ANCHO 2 (m)	10	A2 (m²)	450		
LARGO 2 (m)	45				
ANCHO 3 (m)	8	A3 (m²)	96		
LARGO 3 (m)	12				
ANCHO 4 (m)	11	A4 (m²)	990		
LARGO 4 (m)	90				

TABLA 20. SUPERFICIE DE LAS CUBIERTAS

Para saber cuántas placas nos caben atendiendo a si las colocamos en vertical o en horizontal, resolvemos las siguientes expresiones:

$$FILAS = \frac{\text{ancho}}{\text{distancia entre filas}}$$

$$PLACAS/FILA = \frac{\text{largo}}{\text{longitud placa}}$$

$$PLASCAS TOTALES = FILAS \cdot PLACAS/FILA$$

Nota: En las expresiones anteriores, el valor de la longitud de la placa varía entre su ancho y su largo atendiendo a si la colocamos en vertical o en horizontal.

La *Tabla 21* reúne los valores obtenidos de las diferentes cubiertas y disposiciones.

	A1 / A2		A3		A4	
	VERTICAL	HORIZONTAL	VERTICAL	HORIZONTAL	VERTICAL	HORIZONTAL
FILAS	2	5	2	4	2	5
PLACAS/FILA	45	22	12	6	90	45
PLACAS TOTALES	90	110	24	24	180	225

TABLA 21. CAPACIDAD DE MÓDULOS POR CUBIERTAS

Si realizamos un sumatorio de la cantidad de módulos que podemos colocar en vertical obtenemos:

$$PLACAS TOTALES = 90 \cdot 2 + 24 + 180 = 384 \text{ placas}$$

Obviamente esta disposición no es viable, ya que la cantidad de placas solares que vamos a disponer y que ya hemos calculado antes son 440. En cambio, disponiéndolas en horizontal nos caben:

$$PLACAS TOTALES = 110 \cdot 2 + 24 + 225 = 469 \text{ placas}$$

Por lo tanto, la disposición de los módulos sobre las diferentes cubiertas será horizontal.

Para el cálculo de las sobrecargas que deben soportar las cubiertas de la planta embotelladora, en primer lugar, calcularemos la fuerza ejercida por los módulos fotovoltaicos y por las estructuras que los soportan, expresadas en unidad de peso por metro cuadrado.

$$F_{\text{PANELES}} = \frac{\text{peso del panel}}{\text{superficie del panel}} = \frac{22,5}{1,96 \cdot 1,95} = 11,525 \text{ kg/m}^2$$

$$F_{\text{ESTRUCTURA}} = \frac{\text{peso de la estructura}}{\text{superficie de la estructura}} = \frac{3 \cdot 10}{2 \cdot 1 \cdot 10} = 1,5 \text{ kg/m}^2$$

Por otro lado, la sobrecarga que debe soportar la estructura está definida por las siguientes expresiones:

$$q = \rho_{\text{din}} \cdot S \cdot \text{sen}\alpha^2 = 21,33 \cdot 20 \cdot \text{sen}60^2 = 320 \text{ Pa} = 32,63 \text{ kg/m}^2$$

$$\rho_{\text{din}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot 1,185 \cdot 6^2 = 21,33 \text{ Pa}$$

Donde:

ρ_{din} : Presión dinámica.

ρ : Densidad del aire a temperatura ambiente.

S : Área ocupada por la estructura.

α : Inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Finalmente, la sobrecarga máxima que deben soportar las cubiertas es:

$$\text{SOBRECARGA MÁXIMA} = 11,525 + 1,5 + 32,63 = 45,655 \text{ kg/m}^2$$

Como la sobrecarga máxima que puede soportar las diferentes cubiertas que componen la planta embotelladora es de 100 kg/m², podemos concluir que no suponen ningún riesgo estructural la colocación de los módulos fotovoltaicos con sus correspondientes soportes.

7 - ESTUDIO ECONÓMICO.

En este apartado se estudiarán los costes que supone la implantación de la instalación solar fotovoltaica aislada, en el emplazamiento en estudio. Se analizarán los costes de los elementos que componen la instalación, así como el coste del vatio pico (Wp) resultante, los costes en un futuro de 25 y 40 años, el coste del kilovatio hora generado y consumido, el rendimiento de la instalación y el periodo de amortización de la instalación.

7.1 - COSTE DE LA INSTALACIÓN.

Para poder comprender mejor cuales son los costes que suponen cada uno de los elementos que compondrán la instalación en estudio, en la *Tabla 22* y en el *Gráfico 4* podemos observar un desglose del presupuesto de la instalación obviando en impuesto del valor añadido (IVA):

ELEMENTOS	COSTE (€)	PORCENTAJE (%)
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	81.653,58	21,63
INVERSORES	30.746,10	8,15
REGULADORES	10.621,38	2,81
BATERÍAS	144.300,16	38,23
GRUPO ELECTRÓGENO	14.432,28	3,82
ESTRUCTURAS	19.019,00	5,04
CAJAS DE CONEXIONES	6.380,00	1,69
PROTECCIONES	264,75	0,07
EXTINTORES	54,59	0,01
CABLEADO	1.327,59	0,35
PUESTA A TIERRA	70,30	0,02
EJECUCIÓN MATERIAL	8.325,00	2,21
GASTOS GENERALES Y BENEFICIO INDUSTRIAL	60.267,00	15,97

TABLA 22. COSTES DE LA INSTALACIÓN

A simple vista se puede comprobar que el mayor porcentaje de la instalación lo componen las baterías y en segundo lugar los paneles fotovoltaicos. En cuanto a los elementos acumuladores, cabe destacar que el número de estos a disponer se ve reducido con la implantación del grupo electrógeno, ya que, sin él los acumuladores se deberían dimensionar para 5 o 6 días de autonomía lo que supondría aproximadamente un 60% del coste total de la instalación.

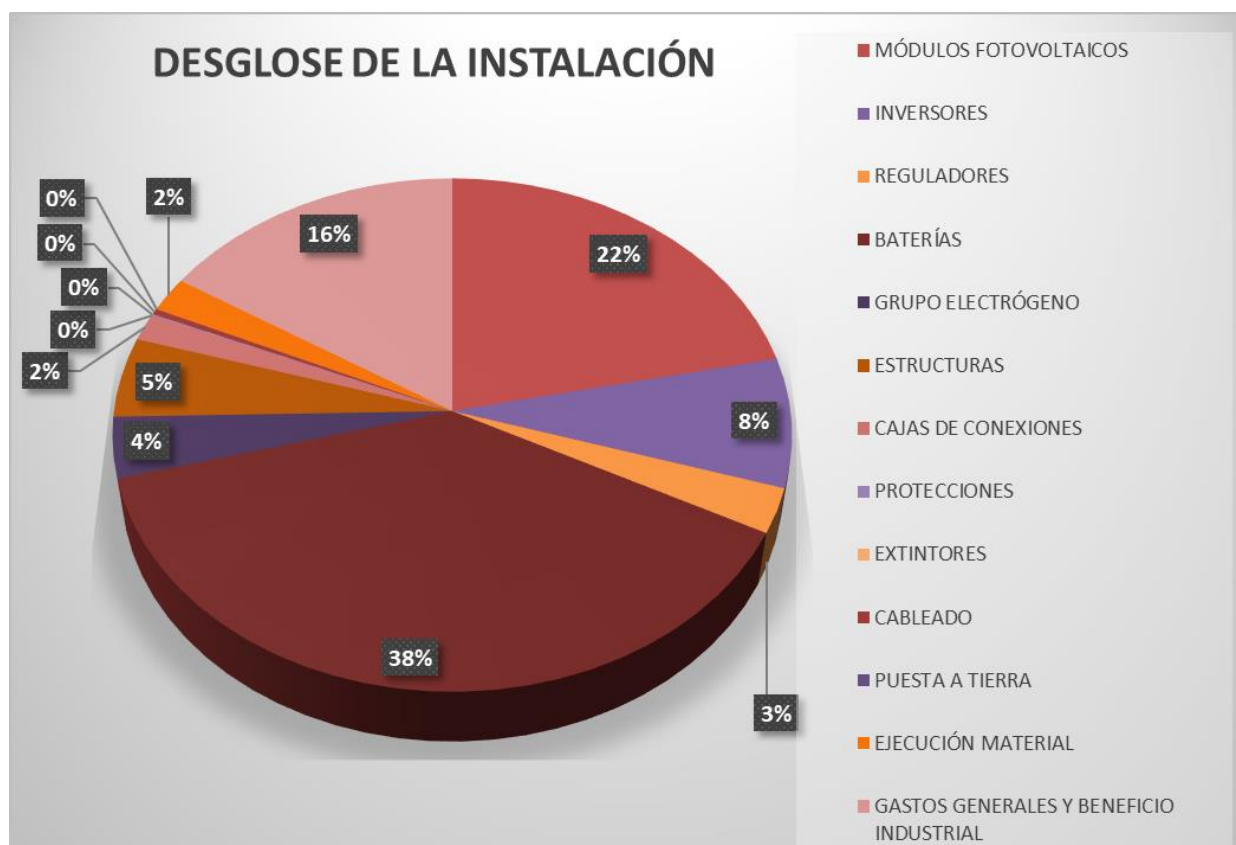


GRÁFICO 4. DESGLOSE DE LA INSTALACIÓN.

Aplicando el 21% de IVA sobre el coste total de la instalación, obtenemos un presupuesto final de 456.728,67 €. En la *Tabla 23* se reflejan los costes de ejecución material, gastos generales y beneficio industrial, que podremos comprobar y comprobar más detenidamente en el apartado de **PRESUPUESTO**:

TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL	317.194,71
GASTOS GENERALES Y BENEFICIO INDUSTRIAL (19%)	377.461,71
IVA (21%)	79.266,96
TOTAL	456.728,67

TABLA 23. PRESUPUESTO FINAL

7.2 – COSTE DEL WATIO PICO (W_p) INSTALADO.

Un dato importante que sirve para verificar si el coste de la instalación no está siendo desmesurado respecto a los costes de mercado, es el vatio pico instalado. El cálculo de esta variable queda reflejado en la siguiente expresión:

$$COSTE W_{PICO}(\text{€}) = \left(\frac{COSTE TOTAL}{W_{PICO. INSTALACIÓN}} \right)$$

Siendo:

$$COSTE W_{PICO}(\text{€}) = \left(\frac{456.728,67}{164.912,75} \right) = 2,77 \text{ €/}W_{PICO}$$

El coste del W_{pico} en este tipo de instalaciones suele estar alrededor de 3 €/Wpico, fluctuando entre 2,5 y 3 €, por lo tanto, se puede definir el presupuesto de la instalación como un coste no desmesurado. Cabe mencionar, que en el año 2010 el coste del vatio pico en este tipo de instalaciones estaba en torno a 7€/Wp.

7.3 - COSTE A LOS 25 AÑOS.

En primer lugar, para poder obtener el coste que nos supondrá la instalación pasados 25 años, debemos obtener las horas solares pico anuales.

La hora solar pico (HSP), se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m².

Por lo tanto, obtenidas las HSP mensuales, podemos establecer las horas de sol pico anuales en 1651,57 horas/año en el término de Bejís (Castellón).

MES	HSP	HORAS/MES
ENERO	3,244	100,564
FEBRERO	4,413	123,564
MARZO	4,838	149,978
ABRIL	4,517	135,51
MAYO	4,627	143,437
JUNIO	4,494	134,82
JULIO	5,368	166,408
AGOSTO	5,119	158,689
SEPTIEMBRE	5,423	162,69
OCTUBRE	5,197	161,107
NOVIEMBRE	3,838	115,14
DICIEMBRE	3,215	99,665

HORAS SOLARES PICO ANUALES	1.651,57
----------------------------	----------

Nota: Se ha tomado como valor de inclinación 60° y un estado de atmósfera limpia, para la obtención de los valores de HSP.

TABLA 24. HORAS SOLARES PICO (HSP)

A continuación, debemos obtener el coste del reemplazo de algunos elementos de la instalación como son las baterías, inversores y reguladores, que se deben substituir aproximadamente en el periodo de 20 años para asegurar el correcto rendimiento de la instalación. Por lo tanto, en el peor de los casos, a los 25 años:

$$C_{25 \text{ AÑOS}} = \sum C_{REEMPLAZO} + C_{INICIAL} + C_{MANTENIMIENTO} + IVA(21\%)$$

Siendo:

$$C_{25 \text{ AÑOS}} = (144.300,16 + 30.746,10 + 10.621,38 + 377.461,71 + 2.500) \cdot 1,21$$

$$C_{25 \text{ AÑOS}} = 684.411,51 \text{ €}$$

Hemos tenido en cuenta como costes de mantenimiento nulos, suponiendo que el supervisado y limpieza de los elementos fotovoltaicos se llevara a cabo por personal de la planta embotelladora. En cambio, hemos considerado un mínimo coste adicional que corresponde a la sustitución de los elementos citados anteriormente.

Seguidamente, hay que tener en cuenta la perdida de rendimiento de los módulos fotovoltaicos. La garantía del fabricante nos asegura una pérdida de rendimiento en el caso más desfavorable del 20% en 25 años, o lo que es lo mismo, una media de un 10% en esos años. Como consiguiente podemos calcular la producción acumulada en 25 años mediante la siguiente expresión:

$$P_A = \frac{P_I \cdot HSP_{ANUALES} \cdot \eta \cdot t}{1000}$$

Dónde,

P_A : Producción acumulada (KWh).

P_I : Potencia instalada (W).

$HSP_{ANUALES}$: Horas solares pico anuales (horas/año).

η : Rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

t : Periodo de tiempo (años).

Siendo:

$$P_A = \frac{164.912,75 \cdot 1.651,57 \cdot 0,9 \cdot 25}{1000} = 6.128.211,39 \text{ KWh}$$

Finalmente, con la potencia acumulada a lo largo de esos 25 años, y el coste que supone el reemplazo de algunos elementos de la instalación en ese periodo de tiempo, podemos obtener el coste de cada KWh generado mediante la siguiente expresión:

$$C_{KWh(GENERADO)} = \frac{C_{25 \text{ AÑOS}}}{P_A} = \frac{684.411,51 \text{ €}}{6.128.211,39 \text{ KWh}} = 0,1117 \text{ €/KWh}$$

$$C_{KWh(GENERADO)} = 11,17 \text{ cts/KWh}$$

Este valor corresponde al coste del kilovatio hora en el caso de que toda la energía que los módulos fotovoltaicos generaran, fuera consumida. Obviamente, esta situación no se va a dar lugar, ya que la irradiancia que recibe la planta embotelladora y el consumo que esta demanda, es irregular a lo largo del año. Por lo tanto, en unos determinados meses vamos a tener unos excedentes de producción diferentes.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, se procede a calcular el coste del kilovatio hora realmente consumido:

$$C_{KWh(CONSUMIDO)} = \frac{C_{25 \text{ AÑOS}}}{P_{CONSUM.}} = \frac{684.411,51 \text{ €}}{2.308.333,33 \text{ KWh}} = 0,2965 \text{ €/KWh}$$

$$C_{KWh(CONSUMIDO)} = 29,65 \text{ cts/KWh}$$

7.4 - COSTE A LOS 40 AÑOS.

Del mismo modo que en el apartado anterior, podemos obtener los costes que nos genera esta instalación en un periodo de 45 años, teniendo en cuenta que aproximadamente a los 30 años se volverán a reemplazar los inversores, reguladores y baterías. Siguiendo el procedimiento ya mostrado:

$$C_{40 \text{ AÑOS}} = \sum C_{INICIAL} + C_{2^a \text{ SUSTTUCIÓN}} + C_{MANTENIMIENTO} + IVA(21\%)$$

Siendo:

$$C_{40 \text{ AÑOS}} = (377.461,71 + 2 \cdot (144.300,16 + 30.746,10 + 10.621,38) + 2.500) \cdot 1,21$$

$$C_{45 \text{ AÑOS}} = 909.069,36 \text{ €}$$

Teniendo en cuenta la pérdida de eficiencia de los módulos fotovoltaicos, consideramos establecer una pérdida del 20 %:

$$P_A = \frac{164.912,75 \cdot 1.651,57 \cdot 0,80 \cdot 40}{1000} = 871.5678,416 \text{ KWh}$$

$$C_{KWh(GENERADO)} = \frac{C_{40 \text{ AÑOS}}}{P_A} = \frac{909.069,36 \text{ €}}{871.5678,416 \text{ KWh}} = 0,1043 \text{ €/KWh}$$

$$C_{KWh(GENERADO)} = 10,43 \text{ cts/KWh}$$

Siguiendo el mismo procedimiento que para el caso del coste a los 25 años, procedemos a calcular el coste del kilovatio hora realmente consumido por la instalación:

$$C_{KWh(CONSUMIDO)} = \frac{C_{40 \text{ AÑOS}}}{P_{CONSUM.}} = \frac{909.069,36 \text{ €}}{3.693.333,33 \text{ KWh}} = 0,2461 \text{ €/KWh}$$

$$C_{KWh(GENERADO)} = 24,61 \text{ cts/KWh}$$

Obteniendo de este modo una reducción del coste del kilovatio hora consumido de 5 céntimos de euro con respecto al coste a los 25 años.

7.5 - RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN EN 25 Y 40 AÑOS.

En este apartado, se mostrará la relación entre la energía generada y la consumida. Como es de suponer, no toda la energía que se genera, es consumida por los receptores de la planta embotelladora, ya que hemos sobredimensionado la instalación para poder cubrir los meses en los que el consumo es mayor y la irradiancia menor. Es decir, En los meses en los que la radiación solar es mayor y la demanda de energía menor (como es el caso de los meses de verano), se producirán excedentes de energía que no podemos almacenar en los acumuladores.

Por lo tanto, vamos a comprobar cuanta de esa energía producida es aprovechada mediante la siguiente expresión:

$$\eta_{INSTALACIÓN} = \frac{KWH \text{ CONSUMIDOS}}{KWH \text{ GENERADOS}}$$

EN 25 AÑOS

$$\eta_{INSTALACIÓN} = \frac{2.308.333,33}{6.128.218,39} \cdot 100 = 37,67 \%$$

EN 40 AÑOS

$$\eta_{INSTALACIÓN} = \frac{3.693.333,33}{8.715.678,42} \cdot 100 = 42,38 \%$$

7.6 - AMORTIZACIÓN.

Para poder valorar si la instalación aislada fotovoltaica es viable, realizamos un estudio para poder prever de una manera lo más aproximada posible, en cuanto tiempo recuperaremos la gran inversión inicial.

Hay que remarcar, que una previsión exacta de la amortización de la instalación es imposible, ya que no sabemos cuál será el coste de los elementos a sustituir en un futuro, ni el precio de la energía. No obstante, tendremos en cuenta para esta estimación, el mismo precio para los elementos a sustituir y un aumento del precio de la energía anual de un 3%; ya que esta suele aumentar año a año.

Como coste del kilovatio hora (KWh) se ha realizado el estudio del coste medio de la energía en España observando diversas facturas y se ha creído conveniente fijar el precio en 24,5 cts/KWh. De los 24,5 céntimos, 15 céntimos corresponden al precio de la energía más un 21% de IVA y un 35% de costes indirectos. La *Tabla 25* refleja dichos costes de un año.

MES	CONSUMO MENSUAL KWH	COSTE KWH	COSTE CON IVA	COSTES INDIRECTOS
ENERO	10.830,57	1.624,59	1.965,75	2.653,76
FEBRERO	9.999,52	1.499,93	1.814,91	2.450,13
MARZO	8.002,24	1.200,34	1.452,41	1.960,75
ABRIL	9.000,70	1.350,10	1.633,63	2.205,40
MAYO	5.662,68	849,40	1.027,78	1.387,50
JUNIO	5.995,87	899,38	1.088,25	1.469,14
JULIO	5.832,20	874,83	1.058,54	1.429,04
AGOSTO	6.663,53	999,53	1.209,43	1.632,73
SEPTIEMBRE	4.663,22	699,48	846,37	1.142,61
OCTUBRE	9.998,89	1.499,83	1.814,80	2.449,98
NOVIEMBRE	5.334,19	800,13	968,16	1.307,01
DICIEMBRE	10.335,36	1.550,30	1.875,87	2.532,42
TOTAL	92.318,96	13.847,84	16.755,89	22.620,45

TABLA 25. COSTES KWH

En *Tabla 26* se muestra un resumen de la previsión de amortización y su evolución, remarcando que los cálculos para ésta, se han efectuado con una gran incertidumbre ya que además del desconocimiento del precio de la energía, no conocemos como será el funcionamiento de los elementos instalados en un futuro.

AMORTIZACIÓN			
AÑO	COSTE FACTURACIÓN ANUAL (€)	SUMATORIO FACTURACIÓN (€)	RENTABILIDAD (€)
1	22.620,45	22.620,45	-457.428,67
2	23.299,07	45.919,52	-434.129,60
3	23.998,04	69.917,56	-410.131,56
4	24.717,98	94.635,54	-385.413,58
5	25.459,52	120.095,06	-359.954,06
6	26.223,31	146.318,37	-333.730,75
7	27.010,00	173.328,37	-306.720,75
8	27.820,30	201.148,68	-278.900,44
9	28.654,91	229.803,59	-250.245,53
10	29.514,56	259.318,15	-220.730,97
11	30.400,00	289.718,15	-190.330,97
12	31.312,00	321.030,15	-159.018,97
13	32.251,36	353.281,51	-126.767,61
14	33.218,90	386.500,41	-93.548,72
15	34.215,47	420.715,87	-59.333,25
16	35.241,93	455.957,80	-24.091,32
17	36.299,19	492.256,99	12.207,87
18	37.388,16	529.645,15	49.596,03
19	38.509,81	568.154,96	88.105,84
20	39.665,10	607.820,06	-99.911,90
21	40.855,06	648.675,12	-59.056,84
22	42.080,71	690.755,83	-16.976,13
23	43.343,13	734.098,96	26.366,99
24	44.643,42	778.742,38	71.010,42
25	45.982,73	824.725,10	116.993,14
26	47.362,21	872.087,31	164.355,35
27	48.783,07	920.870,38	213.138,42
28	50.246,57	971.116,95	263.384,99
29	51.753,96	1.022.870,91	315.138,95
30	53.306,58	1.076.177,49	140.762,69
31	54.905,78	1.131.083,27	195.668,47
32	56.552,95	1.187.636,22	252.221,42
33	58.249,54	1.245.885,76	310.470,96
34	59.997,03	1.305.882,79	370.467,99
35	61.796,94	1.367.679,73	432.264,93
36	63.650,85	1.431.330,57	495.915,77
37	65.560,37	1.496.890,94	561.476,14
38	67.527,18	1.564.418,13	629.003,33
39	69.553,00	1.633.971,12	698.556,32
40	71.639,59	1.705.610,71	770.195,91

TABLA 26. AMORTIZACIÓN.

Nota: Las casillas remarcadas en amarillo corresponden al período de reemplazo de elementos y las verdes a los años de amortización.

Como se puede comprobar, a los 17 años, nuestra instalación estaría amortizada; no obstante, en torno a los 20 años sería necesario el reemplazo de los reguladores, inversores, baterías y los elementos que se pudieran encontrar en mal estado.

Esto quiere decir que nuestra instalación estaría cien por cien amortizada a los 23 años, el momento en el que a partir de ahí todo son ganancias. De igual forma, a los 30 años aproximadamente, realizaríamos otro reemplazo de los elementos, pero en ese caso ya no estaríamos en números rojos.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de la amortización de la instalación solar fotovoltaica aislada para la planta embotelladora de agua:

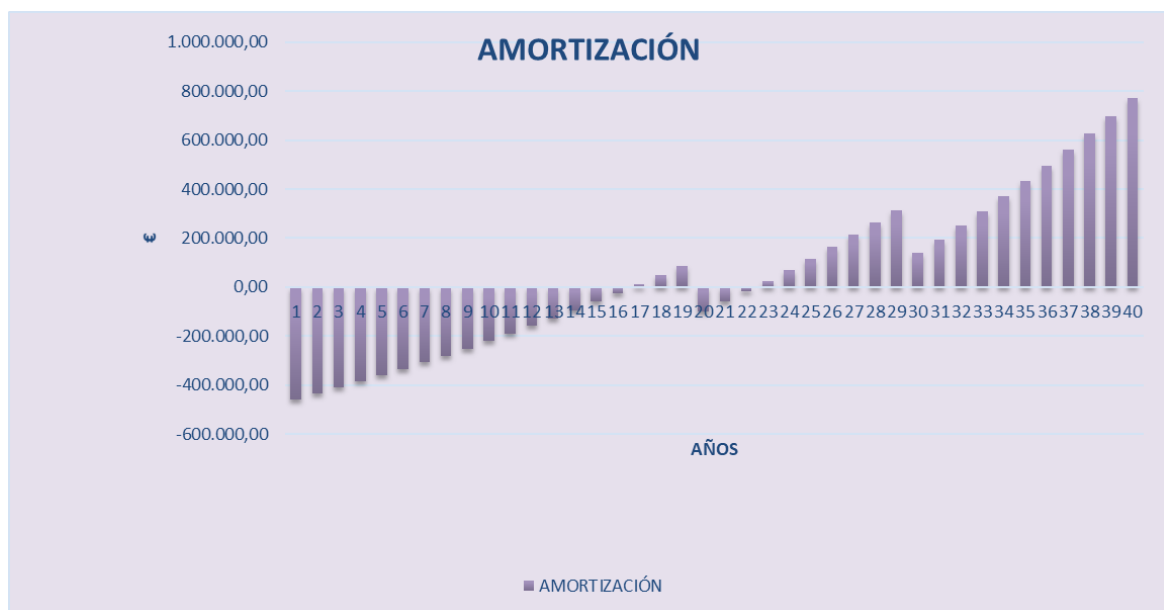


GRÁFICO 5. GRÁFICA DE AMORTIZACIÓN

Podemos concluir este apartado, afirmando que la implantación de esta instalación puede conllevar un gran riesgo económico ya que el periodo de amortización es demasiado elevado. No obstante, hay que destacar que, al ser una instalación de grandes dimensiones, los beneficios una vez amortizada la instalación completamente serían considerables.